

# Relatório de Atividades 2012



# Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

## CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Guido Mantega  
Presidente

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

## DIRETORIA EXECUTIVA

Maria das Graças Silva Foster  
Presidente

Almir Guilherme Barbassa  
José Alcides Santoro Martins  
José Antonio de Figueiredo  
José Carlos Cosenza  
José Eduardo de Barros Dutra  
José Miranda Formigli Filho

## CONSELHO FISCAL

Titulares

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

## MENSAGEM DA PRESIDENTE

Prezados Acionistas e Investidores,

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

A produção de derivados atingiu 1.997 mil bpd, um crescimento de 5% em relação a 2011, em função da maior eficiência operacional das refinarias, que registraram recordes diários de processamento. A utilização média da capacidade de refino foi de 96%, evitando uma maior necessidade de importação de derivados. O mercado de gás natural elevou-se a 74,9 milhões m<sup>3</sup> por dia, volume 22% superior ao de 2011 devido ao atendimento às usinas termelétricas. A demanda chegou a 89,4 milhões m<sup>3</sup> por dia no último trimestre de 2012, com recordes diários de geração de energia (5.883 MW em 26/nov) e de entrega de gás nacional (49,6 milhões m<sup>3</sup> por dia em 11/out), o que reduziu a necessidade de importações de GNL e de gás boliviano.

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

Resultados positivos já começam a ser medidos. Por meio do Proef foi possível reverter o quadro de forte queda de eficiência da Unidade Operacional Bacia de Campos, que chegou ao mínimo de 67%

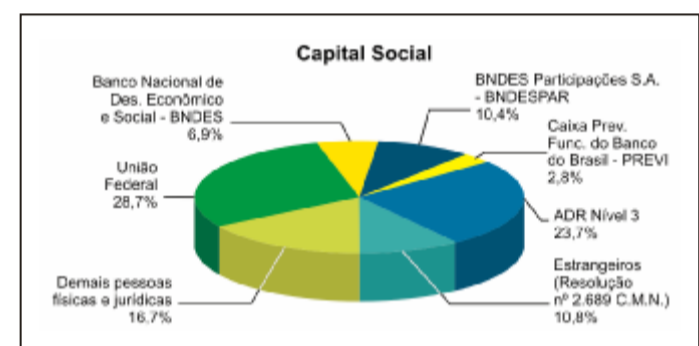
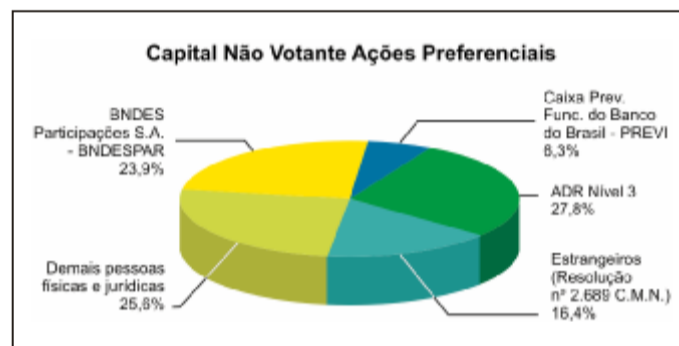
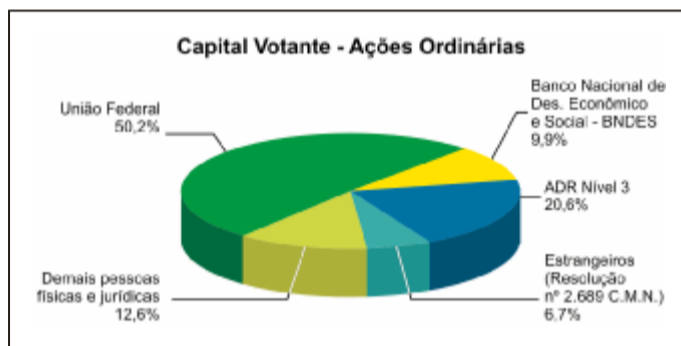
em abril de 2012, mês de início do Programa, e retornou aos 78% em dezembro; o Procop estabeleceu 515 iniciativas de redução de custos que levarão à economia de R\$ 32 bilhões entre 2013 e 2016; e, por meio do Infralog, foi possível racionalizar a carteira de projetos relativa aos portos, aeroportos, dutos e terminais para o atendimento da produção e do mercado de petróleo e derivados previstos até 2020.

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

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

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

Maria das Graças Silva Foster  
Presidente



## RESULTADOS E NEGÓCIOS

### Análise do mercado de petróleo

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

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

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

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

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

### Estratégia Corporativa

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

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

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

Todos os projetos inseridos no PNG 2012-2016 apresentam curvas "S" de acompanhamento físico e financeiro como referência única de gestão, planejamento e controle. As curvas "S" dos projetos são acompanhadas mensalmente e o monitoramento do avanço físico e financeiro dos projetos de investimento mais relevantes para a concretização das metas do PNG 2012-2016 é realizado mensalmente pela alta administração.

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

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

(i) **Carteira em Implantação:** todos os projetos de E&P no Brasil e os projetos dos demais segmentos que se encontram em Fase IV (Projeto em Execução). Esses projetos totalizam US\$ 208,7 bilhões no período 2012-2016.

(ii) **Carteira em Avaliação:** projetos dos demais segmentos atualmente em Fase I (Identificação da Oportunidade), Fase II (Projeto Conceitual) e Fase III (Projeto Básico). Totalizam US\$ 27,8 bilhões no período 2012-2016.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### Investimentos

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

Usina Termelétrica UTE

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

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

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

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

#### Desempenho das ações

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

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

#### NEGÓCIOS

#### Exploração e Produção

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

#### Exploração

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

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

#### BACIA DE SANTOS

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

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

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

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

#### BACIA DE CAMPOS

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

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

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

#### BACIA DO ESPÍRITO SANTO

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

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

#### BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

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

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

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

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

#### Concessões

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

#### Produção

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

A produção total de óleo operada pela Petrobras foi de 1.995 mil bpd. Considerando somente a parcela da Petrobras, o volume produzido foi de 1.980 mil bpd, 2% inferior ao de 2011, portanto dentro da meta para o ano especificada no PNG 2012-2016. Esta redução foi consequência do fechamento do Campo de Frade devido à exsudação, às paradas programadas em número superior ao estimado e aos problemas operacionais com interrupções além das previstas.

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

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

#### Produção de Gás Natural

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

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

#### Custos de Extração

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

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

#### Pré-sal

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

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

Foi comprovada a ocorrência de petróleo leve em águas ultraprofundas nos diversos blocos da Bacia de Santos. Destacam-se, no bloco BM-S-9, os poços Carioca Nordeste e Carioca Sela. Também foram comprovadas ocorrências de novas acumulações de óleo de boa qualidade nos blocos BM-S-8 (no poço Carcará) e BM-S-11 (no poço Iara Oeste).

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

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

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

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

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

#### Planejamento Integrado do pré-sal

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

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

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

#### Sondas de Perfuração

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

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

#### Projetos para 2013

Principais sistemas que entrarão em produção:

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

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

#### Reservas Provadas

As reservas provadas de óleo, condensado e gás natural da Petrobras no Brasil e no exterior atingiram 16.440 bilhões de boe em 2012 pelos critérios da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e da *Society of Petroleum Engineers* (SPE), um aumento de 0,2% em relação ao ano anterior. Em 2012 foram apropriados 914 milhões de boe em reservas provadas e produzidos 885 milhões de boe.

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

Entre as principais apropriações no Brasil em 2012 estão:

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

#### Refino e Comercialização

#### Refino

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

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

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

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

## Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

### Novos empreendimentos

#### Refinaria Abreu e Lima

A refinaria terá capacidade para processar 230 mil bpd de óleo pesado e produzir até 162 mil bpd de diesel com baixo teor de enxofre (10 ppm). Produzirá também gás liquefeito de petróleo (GLP), nafta petroquímica, óleo combustível para navios e coque de petróleo. O início da primeira unidade de produção está previsto para novembro de 2014 e a segunda, para maio de 2015.

#### Refinarias Premium

A Petrobras construirá duas refinarias para produzir derivados premium (de elevada qualidade e baixo teor de enxofre), otimizando o uso do petróleo nacional. Essas refinarias produzirão basicamente destilados médios, como diesel e querosene de aviação (QAV), e coque, que será, em parte, consumido nas próprias unidades para geração de vapor e energia. Ambas poderão produzir também asfalto, para atender ao mercado interno caso seja necessário.

A Premium I será construída em Bacabeira-MA, a cerca 60 quilômetros da capital, e terá capacidade para processar até 600 mil bpd de petróleo. Seu objetivo é viabilizar o processamento de petróleo nacional para a produção de diesel S-10 ppm tipo Euro V (de elevada qualidade e baixíssimo teor de enxofre) com especificações internacionais. A construção será feita em duas etapas de 300 mil bpd cada, com início das operações a partir de 2018. O empreendimento contará também com um terminal portuário para receber, armazenar e transferir derivados líquidos e sólidos.

A Premium II, com início de operação previsto a partir de 2018, será construída em Caucaia-CE e terá capacidade para processar 300 mil bpd de óleo. A refinaria será interligada a um terminal portuário em Pecém, por uma faixa de dutos de 11 quilômetros de extensão.

#### Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj)

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

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

#### Comercialização

##### Mercado Interno

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

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

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

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

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

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

##### Exportações x Importações

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

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

O saldo financeiro da balança comercial da companhia, calculado com base nas exportações e importações de petróleo e derivados, sem considerar gás natural, gás natural liquefeito (GNL) e nitrogenados, apresentou déficit de US\$ 10,7 bilhões.

#### Petroquímica

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

##### Reorganização do portfólio de participações petroquímicas

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

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

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

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

##### Braskem

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

##### Principais projetos

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

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

#### Transporte

##### Transporte e Armazenamento

A Petrobras Transporte S.A. (Transpetro), subsidiária da Petrobras para o segmento de transporte e armazenamento de petróleo, derivados, biocombustível e gás natural, opera 7.179 km de oleodutos, 7.355 km de gasodutos, 48 terminais – 20 terrestres e 28 aquaviários – e 60 navios.

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

#### Novos navios

O Programa de Modernização e Expansão da Frota (Promef) prevê a construção de 49 navios que acrescentará quatro milhões de toneladas de porte bruto (tpb) à capacidade atual, e permitirá a incorporação de novas tecnologias às embarcações. O Promef foi desenvolvido com base em três premissas: construir os navios no Brasil, alcançar o nível mínimo de nacionalização de 65% (na primeira fase) e 70% (na segunda), e tornar os estaleiros competitivos internacionalmente.

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

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

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

#### Terminais e Oleodutos

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

#### Operações com Gás Natural

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

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

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

#### Distribuição

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

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

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

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

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

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

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

#### Gás Natural

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

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

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

##### Projetos concluídos em 2012

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

##### Projetos em andamento

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

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

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

#### Gás Natural Liquefeito

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

##### Projeto em andamento

A Petrobras iniciou a construção do Terminal de Regaseificação de GNL da Bahia (TRBA), com capacidade para regaseificar até 14 milhões de m³ de gás natural por dia. O TRBA, terceiro terminal de GNL instalado no País, entrará em atividade em 2013. O navio regaseificador Golar Winter será deslocado do Terminal de Regaseificação da Baía de Guanabara (TRBGUA) para operar no TRBA.

Para substituir o *Golar Winter*, a companhia assinou um contrato de afretamento de um navio regaseificador-ponte para operação no período compreendido entre dezembro de 2012 e maio de 2014, e de um outro que se encontra em construção e começará a operar em maio de 2014. As duas embarcações permitirão a utilização da capacidade plena de injeção de gás natural do TRBGUA, de 20 milhões de m³ por dia.

#### Comercialização de Gás Natural

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

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

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

#### Distribuição de Gás Natural

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

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

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

#### Energia Elétrica

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

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

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

# Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

--	--

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

**Projetos concluídos em 2012**

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

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

**Projetos em andamento**

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

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

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

**Fertilizantes**

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

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

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

**Projetos em andamento**

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

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

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

Arla 32 na Fafen-BA – Em junho, a Petrobras concluiu a segunda etapa de construção do projeto Arla 32, com produção de 200 mil m³ por ano.

**Biocombustíveis**

**Biodiesel**

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

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

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

**Etanol**

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

**Total Agroindústria**

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

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

**Guarani**

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

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

**Nova Fronteira**

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

A Nova Fronteira planeja realizar investimentos de R\$ 720 milhões na Usina Boa Vista nos próximos três anos. Os recursos serão aplicados na ampliação da unidade para uma capacidade de moagem estimada em até 8 milhões de toneladas de cana-de-açúcar por ano, o que possibilitará elevar a produção anual de etanol dos atuais 211 mil m³ por ano para 700 mil m³ por ano. A venda de energia excedente deverá passar de 265 GWh por ano para 600 GWh por ano.

**Internacional**

**Atuação internacional**

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

- Aproveitamento da capacidade técnica e de conhecimento geocientífico da Petrobras em E&P na costa brasileira, em áreas que apresentem características similares e com grande potencial de reservas, com foco em exploração na costa oeste da África e no Golfo do México;

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

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

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

**Desenvolvimento dos negócios**

**Américas**

No continente americano, a Petrobras está presente em dez países além do Brasil: Argentina, Bolívia, Chile, Colômbia, Estados Unidos, México, Paraguai, Peru, Uruguai e Venezuela. São 866 estações de serviços e ativos de exploração e de produção em oito desses países, cuja produção foi de 93,8 mil bpd de óleo e 16,5 milhões de m³ de gás natural por dia, totalizando 191 mil boed.

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

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

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

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

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

**África**

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

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

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

**Ásia e Oceania**

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

**Europa**

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

## PESQUISA & DESENVOLVIMENTO

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

Os principais resultados obtidos em 2012 foram:

- Conclusão de novo modelo geológico da Margem Continental Atlântica brasileira, que permitirá obter estimativas mais precisas dos riscos exploratórios inerentes às bacias sedimentares *offshore*;
- Atualização de modelo de evolução geológica para a Bacia do Parnaíba, que permite aprimorar a análise dos fatores condicionantes da presença de acumulações de petróleo e gás naquela área;
- Conclusão de modelo sísmico tridimensional de velocidades para a descoberta de Júpiter, no pré-sal da Bacia de Santos. Esse modelo permitirá determinar estratégias mais adequadas de aquisição, processamento e interpretação, o que melhorará a visualização dos reservatórios, fundamental para a otimização de investimentos nas fases de exploração e de desenvolvimento da produção.
- Aplicação de tecnologia de última geração e análises em simuladores desenvolvidos na Petrobras que auxiliaram na perfuração do primeiro poço horizontal no pré-sal. O emprego deste tipo de poço reduzirá os custos de desenvolvimento do pré-sal, permitindo o aumento da produção utilizando um menor número de poços;
- Instalação dos primeiros sistemas de completação inteligente no pré-sal, que permitirão aumento de produção;
- Início da operação da maior bomba multifásica submarina hélico-axial atualmente em funcionamento no mundo, desenvolvida pela Petrobras e pela Framo Engineering, que aumentou em cerca de seis mil barris de líquidos por dia a produção no Campo de Barracuda.
- Início da operação do sistema submarino de injeção de água do mar, desenvolvido pela Petrobras e pela Framo Engineering, que atualmente injeta 500 m³ por dia no Campo de Albacora, na Bacia de Campos;
- Elaboração de Projeto Básico e Documentação Técnica para licitação das plataformas P-74, P-75, P-76 e P-77 dos campos de óleo da Cessão Onerosa. O projeto foi concebido equilibrando investimentos e despesas operacionais com parâmetros técnicos e custos dentro das métricas internacionais;
- Aumento de 5% na produção de gasolina da Refinaria Gabriel Passos (Regap) pelo uso do novo aditivo iso-zoom;
- Início de operação da primeira unidade industrial de hidrodessulfurização de nafta craqueada com tecnologia Petrobras, na Refinaria de Capuava, que permite produzir gasolina com teor de enxofre de até 50 ppm, de acordo com as especificações da ANP para 2014;
- Redução de 420 milhões de litros de água por ano no consumo da Regap, quantidade equivalente ao consumo diário de seis mil pessoas, por meio de técnica de reúso de água no refino inédita no mundo;
- Implantação de controle avançado na unidade de amônia da Fábrica de Fertilizantes da Bahia, que reduziu o consumo de gás natural da unidade em 4,6% e evitará anualmente a emissão de 17 mil toneladas de CO<sub>2</sub>;
- Início de sistema de recuperação de energia na Refinaria de Paulínia, especificado pela Petrobras. Sua produção, entre 11 e 13 MW, reduz em até 90% os custos de compra de energia elétrica da refinaria;
- Implementação da tecnologia SACI<sup>PT</sup> na Refinaria do Planalto Paulista (Replan), que reduziu em 5% a emissão de material particulado da refinaria para a atmosfera e tem custo inferior ao da tecnologia convencional.
- Desenvolvimento de nova técnica de monitoramento marinho, que atenderá às exigências dos órgãos ambientais para descarte de água produzida *offshore*.

Foram aplicados R\$ 586 milhões em universidades e instituições de ciência e tecnologia nacionais, destinados à realização de projetos de P&D, à qualificação de técnicos e pesquisadores, e à ampliação da infraestrutura laboratorial. Destaca-se ainda a parceria com fornecedores, principalmente em projetos relacionados ao pré-sal.

## RESPONSABILIDADE SOCIAL E AMBIENTAL

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

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

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

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

**Segurança**

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

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

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

**Vazamento de petróleo e derivados**

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

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

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

**Meio ambiente**

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

**Recursos hídricos e efluentes**

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

**Resíduos**

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

**Biodiversidade**

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

**Emissões atmosféricas, mudança do clima e eficiência energética**

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

# Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

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

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

## Saúde

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

## Gestão de Contingência e atuação em emergências

A Petrobras dispõe de padrões, procedimentos e planos de resposta a emergências estruturados nos níveis local, regional e corporativo. São 45 embarcações de grande porte para recolhimento de óleo, 261 embarcações de apoio e outros veículos, 165 mil metros de barreiras de contenção, 167 mil metros de barreiras absorventes, 481 recolhedores de óleo e 225 mil litros de dispersantes químicos, entre outros itens disponíveis nos dez Centros de Defesa Ambiental e em suas 13 bases avançadas e nos Centros de Resposta a Emergência, distribuídos em mais de 20 cidades brasileiras.

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

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

## Responsabilidade Social

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

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

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

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

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

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

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

## GESTÃO E ORGANIZAÇÃO GERAL

### Financiamentos

#### Financiamentos Corporativos

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

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

#### Financiamentos a fornecedores e clientes

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

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

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

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

### Gerenciamento de riscos

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

#### Riscos de mercado

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

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

#### Seguros

A Petrobras transfere para o mercado segurador os riscos que podem gerar prejuízos significativos à companhia e os que devem ser obrigatoriamente segurados, por disposição legal ou contratual. As franquias contratadas podem chegar a US\$ 80 milhões, dada a capacidade de assumir parcela expressiva de riscos. A maior parte da malha de dutos em território brasileiro e os riscos relacionados a lucros cessantes – decorrentes de eventual sinistro – e ao controle de poços não são segurados. Já plataformas, refinarias e outras instalações são cobertas por apólices de riscos operacionais e de petróleo, enquanto a movimentação de cargas é protegida por apólices de transporte e as embarcações, por seguro de casco e máquinas. Responsabilidade civil e poluição ambiental têm apólices específicas.

Os projetos e as instalações em construção, com potencial de dano máximo provável superior a US\$ 80 milhões, são cobertos contra riscos de engenharia por seguros contratados pela própria Petrobras. Espera-se um aumento significativo no volume de prêmios pagos pela contratação de seguros para cobrir os riscos associados aos novos empreendimentos, com os investimentos previstos no Plano de Negócios e Gestão 2012-2016. Para fazer face a essa demanda, a Petrobras conta com duas apólices de seguro guarda-chuva que cobrem os riscos de engenharia, uma para os projetos em terra e outra para os *offshore*.

Na contratação dos seguros, os ativos são avaliados a partir do seu custo de reposição. O limite máximo de indenização (LMI) da apólice de riscos operacionais é de US\$ 1,4 bilhão. No caso da apólice de riscos do petróleo, o limite chega a US\$ 2 bilhões e corresponde ao maior valor de reposição das plataformas da Petrobras. Em 2012, o prêmio final das principais apólices da companhia (riscos operacionais e de petróleo) totalizou US\$ 97 milhões, para 18 meses de vigência e um valor segurado dos ativos de US\$ 142 bilhões.

#### Crédito

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

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

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

### Recursos Humanos

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

### Evolução do efetivo

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

### Benefícios

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

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

### Custo de pessoal

O custo de pessoal é composto pela remuneração fixa dos empregados (salários, vantagens, adicionais e encargos) e pelas despesas referentes aos benefícios. Em 2012, esse custo atingiu R\$ 17,3 bilhões na controladora, 18,8% superior ao do ano anterior. O reajuste salarial, com ganho real para os empregados de até 2,77%, a expansão do efetivo e o crescimento da folha de pagamento, em virtude de anuênios e progressão na carreira, contribuíram para esse aumento. No Sistema Petrobras, o custo total de pessoal foi de aproximadamente R\$ 21,7 bilhões.

### Desenvolvimento de Recursos Humanos

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

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

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

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

### Governança Corporativa

A Petrobras aprimora constantemente suas práticas de governança corporativa e seus instrumentos de gestão. Por ser uma companhia de capital aberto, segue as regras da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e da BM&FBovespa. No exterior, cumpre as normas da Securities and Exchange Commission (SEC) e da Nyse, nos Estados Unidos; do Latibex da Bolsa y Mercados Españoles, na Espanha; e da Comisión Nacional de Valores (CNV) e da Bolsa de Comércio de Buenos Aires, na Argentina.

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

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

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

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

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

### Controles internos

A Petrobras e a Petrobras Argentina concluíram suas Certificações de Controles Internos do exercício de 2012, em atendimento à Seção 404 da Lei Sarbanes-Oxley (SOX) e à Instrução CVM 480/09. Assim como nos anos anteriores, os relatórios financeiros consolidados foram certificados, sem ressalvas, pelos auditores independentes.

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

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

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

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

O artigo 29 do Estatuto Social da companhia determina que os auditores independentes não poderão prestar serviços de consultoria à Petrobras durante a vigência do contrato de auditoria.

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

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

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

### Organização Geral

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

• Criação da área **Corporativa e de Serviços** e alteração da Área Corporativa para **área Estratégica** e da área de Serviços para **área de Engenharia, Tecnologia e Materiais (ETM)**. A criação da nova área redistribuiu as unidades de contato da Presidente, permitindo-lhe maior foco nas questões de negócio da companhia, e ao Diretor de ETM, nas atividades de gestão tecnológica e dos empreendimentos.

• **Conteúdo local** – Criação de estrutura no Gabinete da Presidente, no E&P, no Abastecimento e no Gás e Energia para assuntos relativos a conteúdo local. Estas estruturas visam a atender aos compromissos de Conteúdo Local da Petrobras e à coordenação de ações internas e externas relacionadas ao Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (Prominp).

• **Área Estratégica** – Criação de estrutura na **Ouvidoria Geral da Petrobras** para atendimento à Lei de Acesso à Informação.

• **Área Corporativa e de Serviços** – Criação da Gerência Executiva de **Responsabilidade Social (RS)** para fortalecer a função, uniformizar a atuação e desenvolver mecanismos de controle da eficiência e eficácia dos projetos de RS.

• **Área de Negócio de Exploração e Produção** – Criação da Gerência Executiva de **Exploração e Produção, Programas de Gestão de Investimentos em Sondas e Unidades Estacionárias de Produção**, possibilitando maior controle do acompanhamento e implantação dos grandes projetos de E&P (sondas, instalações terrestres, unidades estacionárias de produção e dutos).

• **Área de Negócio de Engenharia, Tecnologia e Materiais** – Extinção da Gerência Executiva de **Engenharia, concomitante à criação das gerências executivas de Engenharia, Tecnologia e Materiais Corporativo; Engenharia para Empreendimentos de Abastecimento; Engenharia para Empreendimentos de Exploração e Produção; e Engenharia para Empreendimentos de Gás e Energia**, assegurando maior foco no planejamento, no gerenciamento dos custos e no desempenho da implementação dos empreendimentos.

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

# Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

## ANÁLISE FINANCEIRA

### Resumo Econômico-Financeiro Consolidado

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

### Composição do Ebitda <sup>(5)</sup> - Consolidado

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

<sup>(1)</sup> Lucro líquido / (prejuízo) por ação calculado com base na média ponderada da quantidade de ações.

<sup>(2)</sup> Para o cálculo foi considerado o lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos.

<sup>(3)</sup> O endividamento líquido não foi calculado segundo as normas internacionais de contabilidade - IFRS e não deve ser considerado isoladamente ou em substituição ao endividamento total de longo prazo, calculado de acordo com IFRS. O cálculo do endividamento líquido não deve ser base de comparação com o endividamento líquido de outras empresas. A administração acredita que a dívida líquida é uma informação suplementar que ajuda os investidores a avaliar nossa liquidez e auxilia na gestão pela busca em melhorias na alavancagem.

<sup>(4)</sup> Capital de terceiros líquido de caixa e aplicações financeiras.

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

<sup>(6)</sup> A margem do EBITDA é igual ao EBITDA ajustado dividido pela receita operacional líquida.

### Principais cotações e preços médios

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

<sup>(7)</sup> Média das exportações e dos preços internos de transferência do E&P para o Abastecimento.

### Volume de Vendas - Consolidado

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

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

- Gasolina (aumento de 17%) – expressivo crescimento da frota de veículos *flex* associado à vantagem do preço da gasolina em relação ao etanol na maioria dos estados e redução do teor de etanol anidro na gasolina C (de 25% para 20%), a partir de outubro/2011;

- Óleo diesel (aumento de 6%) – principalmente devido ao crescimento da atividade de varejo e maior consumo em termelétricas na região norte;

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

- QAV (aumento de 5%) – crescimento do setor de aviação.

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

### Resultados Consolidados

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

#### Lucro Bruto

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

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

#### Lucro Operacional

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

- Vendas (R\$ 654 milhões), devido aos maiores gastos com fretes, em razão do aumento no volume vendido, e aos maiores gastos com pessoal decorrentes do Acordo Coletivo de Trabalho 2011 e 2012;
- Gerais e Administrativas (R\$ 1.195 milhões), refletindo maiores gastos com pessoal, decorrentes do Acordo Coletivo de Trabalho 2011 e 2012, aumento da força de trabalho, bem como com serviços técnicos contratados;
- Custos exploratórios (R\$ 3.443 milhões), devido às maiores baixas de poços secos ou subcomerciais;
- Outras despesas (R\$ 1.607 milhões), provenientes, principalmente, do aumento de perdas com processos judiciais.

#### Resultado Financeiro Líquido

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

### Resultado por Área de Negócio

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

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

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

#### Exploração e Produção

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

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

#### Abastecimento

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

#### Gás e Energia

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

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

#### Biocombustível

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

#### Distribuição

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

#### Internacional

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

#### Demonstração do Valor Adicionado

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



### Liquidez e Recursos de Capital

#### Fluxos de caixa - Consolidado

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

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

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

O caixa utilizado nas atividades de investimento aumentou de R\$ 57.838 milhões em 2011 para R\$ 74.939 milhões em relação a 2012, sendo a maior parte investida nas atividades de Exploração & Produção (R\$ 41.933 milhões) e Abastecimento (R\$ 26.932 milhões).

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

#### Disponibilidades Ajustadas - Consolidado

	R\$ milhões	
	31.12.2012	31.12.2011
Caixa e equivalentes de caixa.....	27.628	35.747
Títulos Públicos Federais.....	20.869	16.785
Disponibilidades ajustadas <sup>(8)</sup> .....	48.497	52.532

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

#### Endividamento

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

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

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

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

# Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

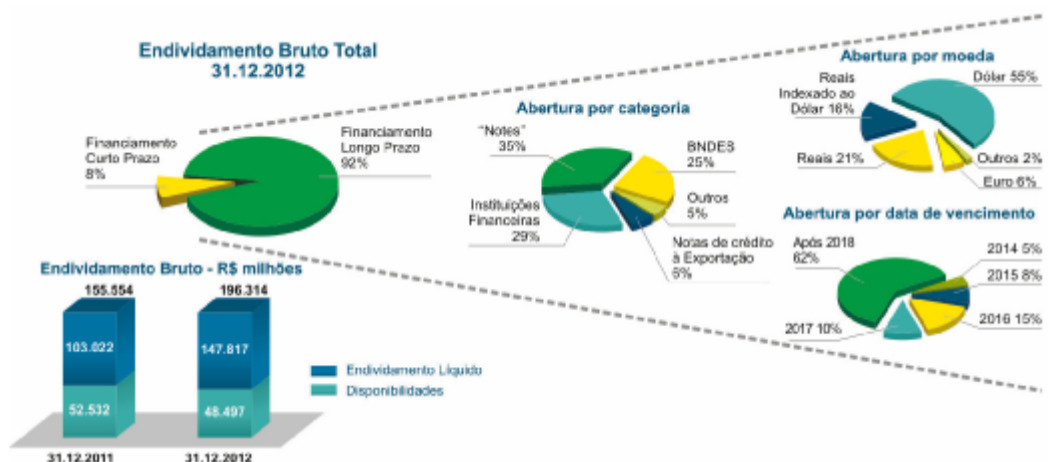
(8) As disponibilidades ajustadas não devem ser consideradas isoladamente ou em substituição ao caixa e equivalentes a caixa apurados em IFRS, nem como base de comparação com outras empresas. A administração acredita ser uma informação suplementar que ajuda os investidores a avaliar nossa liquidez e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

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

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

(11) Endividamento Total - Disponibilidades.

(12) Passivo total líquido das disponibilidades ajustadas.



## Obrigações contratuais

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

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

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

## Impostos e Participações Governamentais

### Impostos e Contribuições Consolidados

A contribuição econômica da Petrobras, medida por meio da geração de impostos, taxas e contribuições sociais correntes, totalizou R\$ 73.043 milhões.

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

## Participações Governamentais

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

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

(14) CIDE - Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico.

## Ativos e Passivos sujeitos à Variação Cambial

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

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

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

## Remuneração aos Acionistas

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

	Ações ordinárias (ON)		Ações ordinárias (PN)		Valor total
	Data de aprovação	Data de pagamento	Valor da parcela por ação (R\$)	Valor da parcela por ação (R\$)	
1ª parcela de JCP	27.04.2012	31.05.2012	1.489	0,20	1.120
2ª parcela de JCP	04.02.2013	-	2.009	0,27	4.258
<b>Total</b>			<b>3.498</b>	<b>0,47</b>	<b>5.378</b>

A proposta do dividendo, que será pago sob a forma de juros sobre o capital próprio, relativo ao exercício de 2012, e que está sendo encaminhada pela Administração da Petrobras à aprovação dos acionistas na Assembleia Geral Ordinária de 2013, atende aos direitos garantidos estatutariamente às ações preferenciais e distribui às ações ordinárias o dividendo mínimo calculado sobre o lucro básico, alcançando 44,73% do lucro básico porque o direito dos preferencialistas, de prioridade de 3% da parcela do patrimônio líquido representativa das ações preferenciais, superou o dividendo mínimo equivalente a 25% sobre o lucro básico.

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

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

## BALANÇO PATRIMONIAL

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011  
(Em milhões de reais)

	Nota	Consolidado		Controladora	
		2012	2011	2012	2011
<b>Ativo</b>					
<b>Circulante</b>					
Caixa e equivalentes de caixa	5	27.628	35.747	17.393	18.858
Títulos e valores mobiliários	6	21.316	16.808	23.379	23.625
Contas a receber, líquidas	7.1	22.681	22.053	17.374	21.068
Estoques	8	29.736	28.447	24.908	22.434
Impostos e contribuições	19.1	11.387	12.846	8.836	9.372
Adiantamento a fornecedores		1.895	1.389	1.682	1.040
Outros ativos circulantes		3.459	3.874	2.631	1.647
		<b>118.102</b>	<b>121.164</b>	<b>96.203</b>	<b>98.044</b>
<b>Não circulante</b>					
<b>Realizável a longo prazo</b>					
Contas a receber, líquidas	7.1	9.075	6.103	8.646	12.843
Títulos e valores mobiliários	6	359	5.747	288	5.219
Depósitos judiciais	27.2	5.510	3.902	4.676	3.410
Imposto de renda e contribuição social diferidos	19.2	11.293	8.042	6.664	3.171
Impostos e contribuições	19.1	10.673	9.214	7.449	6.334
Adiantamento a fornecedores		6.449	5.892	2.061	1.011
Outros ativos realizáveis a longo prazo		3.855	3.234	3.186	2.322
		<b>47.214</b>	<b>42.134</b>	<b>32.970</b>	<b>34.310</b>
<b>Investimentos</b>	10	12.477	12.248	78.488	57.239
<b>Imobilizado</b>	11	418.716	343.117	279.824	227.479
<b>Intangível</b>	12	81.207	81.434	77.349	77.709
<b>Diferido</b>		-	-	119	246
		<b>559.614</b>	<b>478.933</b>	<b>468.750</b>	<b>396.983</b>
		<b>677.716</b>	<b>600.097</b>	<b>564.953</b>	<b>495.027</b>
<b>Passivo</b>					
<b>Circulante</b>					
Fornecedores	14	24.775	22.252	26.918	22.601
Financiamentos	15	15.283	18.884	15.519	12.252
Arrendamentos mercantís financeiros	16.1	37	82	1.741	1.922
Impostos e contribuições	19.1	12.522	10.969	10.518	9.258
Dividendos propostos	22.5	6.154	3.878	6.154	3.878
Salários, férias, encargos e participações		4.420	4.742	3.801	4.015
Planos de pensão e saúde	20	1.610	1.427	1.518	1.341
Outras contas e despesas a pagar		4.819	5.978	1.831	1.669
		<b>69.620</b>	<b>68.212</b>	<b>68.000</b>	<b>56.936</b>
<b>Não Circulante</b>					
Financiamentos	15	180.818	136.405	70.271	43.055
Arrendamentos mercantís financeiros	16.1	176	183	6.021	7.422
Imposto de renda e contribuição social diferidos	19.2	39.262	33.230	35.184	29.408
Planos de pensão e saúde	20	18.953	16.653	17.638	15.352
Provisão para processos judiciais	27	2.585	2.041	1.504	1.015
Provisão para desmantelamento de áreas	18	19.292	8.839	18.391	8.241
Outras contas e despesas a pagar		1.577	2.310	4.504	3.123
		<b>262.663</b>	<b>199.661</b>	<b>153.513</b>	<b>107.616</b>
<b>Patrimônio líquido</b>	22				
Capital social realizado		205.392	205.380	205.392	205.380
Contribuição adicional de capital		631	563	939	859
Reservas de lucros		134.928	122.623	134.981	122.963
Ajustes de avaliação patrimonial		2.128	1.273	2.128	1.273
		<b>343.079</b>	<b>329.839</b>	<b>343.440</b>	<b>330.475</b>
<b>Participação dos acionistas não controladores</b>					
		2.354	2.385	-	-
		<b>345.433</b>	<b>332.224</b>	<b>343.440</b>	<b>330.475</b>
		<b>677.716</b>	<b>600.097</b>	<b>564.953</b>	<b>495.027</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

## DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011  
(Em milhões de reais, exceto o lucro por ação)

	Nota	Consolidado		Controladora	
		2012	2011	2012	2011
<b>Receita de vendas</b>	23	281.379	244.176	217.346	183.821
Custo dos produtos e serviços vendidos		(210.472)	(166.939)	(167.882)	(124.320)
<b>Lucro bruto</b>		<b>70.907</b>	<b>77.237</b>	<b>49.464</b>	<b>59.501</b>
<b>Receitas (despesas)</b>					
Vendas		(9.604)	(8.950)	(11.819)	(9.915)
Gerais e administrativas		(9.842)	(8.647)	(6.843)	(6.029)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás		(7.871)	(4.428)	(7.131)	(3.674)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico		(2.238)	(2.444)	(2.217)	(2.361)
Tributárias		(760)	(777)	(338)	(278)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	24	(8.195)	(6.588)	(7.245)	(5.770)
		<b>(38.510)</b>	<b>(31.834)</b>	<b>(35.593)</b>	<b>(28.027)</b>
<b>Lucro antes do resultado financeiro, participação e impostos</b>		<b>32.397</b>	<b>45.403</b>	<b>13.871</b>	<b>31.474</b>
Resultado financeiro líquido	26	(3.723)	122	1.689	5.581
Resultado de participações em investimentos		84	386	8.581	5.808
Participação nos lucros ou resultados	21	(1.005)	(1.560)	(815)	(1.295)
<b>Lucro antes dos impostos</b>		<b>27.753</b>	<b>44.351</b>	<b>23.326</b>	<b>41.568</b>
Imposto de renda e contribuição social	19.3	(6.794)	(11.241)	(2.431)	(8.467)
<b>Lucro líquido</b>		<b>20.959</b>	<b>33.110</b>	<b>20.895</b>	<b>33.101</b>
<b>Atribuível aos:</b>					
Acionistas da Petrobras		21.182	33.313	20.895	33.101
Acionistas não controladores		(223)	(203)	-	-
		<b>20.959</b>	<b>33.110</b>	<b>20.895</b>	<b>33.101</b>
<b>Lucro básico e diluído por ação (em R\$)</b>	22.6	<b>1,62</b>	<b>2,55</b>	<b>1,60</b>	<b>2,54</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

## DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS ABRANGENTES

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011  
(Em milhões de reais)

	Consolidado		Controladora	
	2012	2011	2012	2011
<b>Lucro líquido</b>	<b>20.959</b>	<b>33.110</b>	<b>20.895</b>	<b>33.101</b>
<b>Outros resultados abrangentes:</b>				
Ajustes acumulados de conversão	1.016	1.423	1.151	1.123
Custo atribuído de coligada	11	10	11	10
<b>Resultados não realizados em títulos disponíveis</b>				

**Petróleo Brasileiro S.A.**

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

**DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO**

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011

(Em milhões de reais)

	Contribuição adicional de capital			Ajuste avaliação patrimonial		Reservas de lucros					Total do patrimônio líquido atribuível aos acionistas da controladora (CPC)	Ativo diferido	Participação dos acionistas não controladores (IFRS)	Total do patrimônio líquido consolidado (IFRS)
	Capital subscrito e integralizado	Gastos com emissão de ações	Mudança de participação em controladas	Ajuste acumulado de conversão	Outros resultados abrangentes	Legal	Estutária	Incentivos fiscais	Retenção de lucros	Lucros acumulados				
<b>Saldos em 1º de janeiro de 2011</b>	<b>205.357</b>	<b>(477)</b>	<b>471</b>	<b>(196)</b>	<b>286</b>	<b>12.654</b>	<b>1.422</b>	<b>1.347</b>	<b>86.453</b>	<b>-</b>	<b>307.317</b>	<b>(552)</b>	<b>3.063</b>	<b>309.828</b>
Aumento de capital com reservas	23	-	-	-	-	-	-	(23)	-	-	-	-	-	-
Ajuste acumulado de conversão	-	-	-	1.123	-	-	-	-	-	-	1.123	-	300	1.423
Resultados não realizados em títulos disponíveis para a venda e hedge de fluxo de caixa	-	-	-	-	70	-	-	-	-	-	70	-	-	70
Realização de custo atribuído de coligada	-	-	-	-	(10)	-	-	-	-	10	-	-	-	-
Mudança de participação em controladas	-	-	865	-	-	-	-	-	-	-	865	(296)	(547)	22
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33.101	33.101	212	(203)	33.110
Destinações:														
Apropriações do lucro líquido em reservas	-	-	-	-	-	1.655	1.027	81	18.347	(21.110)	-	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(12.001)	(12.001)	-	(228)	(12.229)
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2011</b>	<b>205.380</b>	<b>(477)</b>	<b>1.336</b>	<b>927</b>	<b>346</b>	<b>14.309</b>	<b>2.449</b>	<b>1.405</b>	<b>104.800</b>	<b>-</b>	<b>330.475</b>	<b>(636)</b>	<b>2.385</b>	<b>332.224</b>
Aumento de capital com reservas	12	-	-	-	-	-	-	(12)	-	-	-	-	(135)	1.016
Ajuste acumulado de conversão	-	-	-	1.151	-	-	-	-	-	-	1.151	-	-	-
Resultados não realizados em títulos disponíveis para a venda e hedge de fluxo de caixa	-	-	-	-	(285)	-	-	-	-	-	(285)	-	-	(285)
Realização de custo atribuído de coligada	-	-	-	-	(11)	-	-	-	-	11	-	-	-	-
Mudança de participação em controladas	-	-	80	-	-	-	-	-	-	-	80	(12)	551	619
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.895	20.895	287	(223)	20.959
Destinações:														
Apropriações do lucro líquido em reservas	-	-	-	-	-	1.045	1.027	19	9.939	(12.030)	-	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(8.876)	(8.876)	-	(224)	(9.100)
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2012</b>	<b>205.392</b>	<b>(477)</b>	<b>1.416</b>	<b>2.078</b>	<b>50</b>	<b>15.354</b>	<b>3.476</b>	<b>1.412</b>	<b>114.739</b>	<b>-</b>	<b>343.440</b>	<b>(361)</b>	<b>2.354</b>	<b>345.433</b>
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2012</b>	<b>205.392</b>	<b>939</b>	<b>1.273</b>	<b>1.218</b>	<b>134.981</b>	<b>343.440</b>	<b>(361)</b>	<b>2.354</b>	<b>345.433</b>					

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

**DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA**

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011

(Em milhões de reais)

	Consolidado		Controladora	
	2012	2011	2012	2011
<b>Fluxos de caixa das atividades operacionais</b>				
Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras	21.182	33.313	20.895	33.101
Ajustes para:				
Resultado dos acionistas não controladores	(223)	(203)	-	-
Despesa atuarial de planos de pensão e de saúde	4.074	2.893	3.734	2.635
Resultado de participações em investimentos	(84)	(386)	(8.581)	(5.808)
Depreciação, depleção e amortização	21.766	17.739	15.738	12.902
Perda na recuperação de ativos	1.747	1.824	491	744
Baixa de poços secos	5.628	2.504	5.268	2.243
Valor residual de bens baixados de natureza permanente	80	885	113	195
Variações cambiais, monetárias e encargos financeiros sobre financiamentos e operações de mútuo e outras operações	8.584	6.238	2.774	(231)
Imposto de renda e contribuição social diferidos, líquidos	4.256	6.157	4.465	7.208
<b>Redução (aumento) de ativos</b>				
Contas a receber	(3.068)	(3.848)	4.480	(3.127)
Estoques	(3.560)	(8.335)	(2.900)	(7.463)
Outros ativos	(4.051)	(4.207)	(6.059)	(4.099)
<b>Aumento (redução) de passivos</b>				
Fornecedores	2.115	4.112	2.329	(701)
Impostos, taxas e contribuições	(2.341)	(3.405)	(2.523)	(791)
Planos de pensão e de saúde	(1.443)	(1.410)	(1.345)	(1.314)
Outros passivos	(517)	2.451	245	(81)
<b>Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais</b>	<b>54.145</b>	<b>56.322</b>	<b>39.124</b>	<b>35.413</b>
<b>Atividades de investimentos</b>				
Investimentos em exploração e produção	(41.933)	(31.412)	(33.747)	(24.455)
Investimentos em abastecimento	(26.932)	(26.339)	(34.266)	(18.586)
Investimentos em gás e energia	(3.884)	(4.517)	(2.960)	(2.454)
Investimento no segmento internacional	(4.665)	(3.966)	(6)	(11)
Investimentos em distribuição	(1.213)	(1.070)	-	-
Investimentos em biocombustível	(299)	(504)	(408)	(711)
Outros investimentos	(822)	(2.316)	(819)	(2.193)
Investimentos em títulos e valores mobiliários	4.324	11.606	8.627	13.030
Dividendos recebidos	485	680	3.200	2.434
<b>Fluxo de caixa usado nas atividades de investimentos</b>	<b>(74.939)</b>	<b>(57.838)</b>	<b>(60.379)</b>	<b>(32.946)</b>
<b>Fluxo de caixa de atividades de financiamento</b>				
Aquisição de participação de acionistas não controladores	520	46	-	-
Financiamentos e operações de mútuo, líquidos				
Captações	48.931	40.433	47.199	55.928
Amortizações de principal	(22.317)	(14.523)	(17.350)	(39.525)
Amortizações de juros	(9.298)	(7.633)	(3.293)	(3.053)
Cessões de direitos creditórios - FIDC-NP	-	-	(579)	(6.295)
Dividendos pagos a acionistas	(6.187)	(10.659)	(6.187)	(10.659)
<b>Recursos líquidos gerados/(utilizados) nas atividades de financiamentos</b>	<b>11.649</b>	<b>7.664</b>	<b>19.790</b>	<b>(3.604)</b>
<b>Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>1.026</b>	<b>183</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Variação líquida de caixa e equivalentes de caixa no exercício</b>	<b>(8.119)</b>	<b>6.331</b>	<b>(1.465)</b>	<b>(1.137)</b>
<b>Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício</b>	<b>35.747</b>	<b>29.416</b>	<b>18.858</b>	<b>19.995</b>
<b>Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício</b>	<b>27.628</b>	<b>35.747</b>	<b>17.393</b>	<b>18.858</b>
<b>Informações adicionais aos fluxos de caixa:</b>				
<b>Valores pagos e recebidos durante o exercício</b>				
Imposto de renda e contribuição social	2.170	3.438	(24)	(1.176)
Imposto de renda retido na fonte de terceiros	3.905	3.963	(3.339)	(3.389)
	<b>6.075</b>	<b>7.401</b>	<b>(3.363)</b>	<b>(4.565)</b>
<b>Transações de investimentos e financiamentos que não envolvem caixa</b>				
Aquisição de imobilizado a prazo	371	17	-	-
Contrato com transferência de benefícios, riscos e controles de bens	-	35	-	342
Constituição de provisão para desmantelamento de áreas	10.719	2.532	10.481	2.382

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

**DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO**

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011

(Em milhões de reais)

	Consolidado		Controladora					
	2012	2011	2012	2011				
<b>Receitas</b>								
Vendas de produtos e serviços e outras receitas	353.066	312.841	282.551	245.793				
Perdas em créditos de liquidação duvidosa	(76)	22	(10)	64				
Receitas relativas à construção de ativos para uso	73.671	66.853	55.104	49.939				
	<b>426.661</b>	<b>379.716</b>	<b>337.645</b>	<b>295.796</b>				
<b>Insumos adquiridos de terceiros</b>								
Matérias-primas e produtos para revenda	(121.064)	(95.484)	(95.627)	(68.529)				
Energia, serviços de terceiros e outros	(86.634)	(70.145)	(68.067)	(54.506)				
Créditos fiscais sobre insumos adquiridos de terceiros	(21.277)	(21.292)	(19.669)	(16.283)				
Perda na recuperação de ativos	(1.747)	(1.824)	(491)	(744)				
	<b>(230.722)</b>	<b>(188.745)</b>	<b>(183.854)</b>	<b>(140.062)</b>				
<b>Valor adicionado bruto</b>	<b>195.939</b>	<b>190.971</b>	<b>153.791</b>	<b>155.734</b>				
<b>Retenções</b>								
Depreciação, depleção e amortização	(21.766)	(17.739)	(15.738)	(12.902)				
<b>Valor adicionado líquido produzido pela companhia</b>	<b>174.173</b>	<b>173.232</b>	<b>138.053</b>	<b>142.832</b>				
<b>Valor adicionado recebido em transferência</b>								
Resultado de participações em investimentos	84	386	8.581	5.808				
Receitas financeiras - inclui variações monetária e cambial	7.241	6.543	7.885	8.570				
Aluguéis, royalties e outros	291	920	703	728				
	<b>7.616</b>	<b>7.849</b>	<b>17.169</b>	<b>15.106</b>				
<b>Valor adicionado a distribuir</b>	<b>181.789</b>	<b>181.081</b>	<b>155.222</b>	<b>157.938</b>				
<b>Distribuição do valor adicionado</b>								
<b>Pessoal e administradores</b>								
<b>Remuneração direta</b>								
Salários	15.616	9%	13.513	7%	11.725	8%	10.213	6%
Participações nos lucros ou resultados	1.005	1%	1.560	1%	815	1%	1.295	1%
	<b>16.621</b>	<b>15.073</b>	<b>12.540</b>	<b>11.508</b>				
<b>Benefícios</b>								
Vantagens	937	1%	823	0%	581	0%	528	0%
Plano de aposentadoria e pensão	2.480	1%	1.526	1%	2.315	1%	1.395	1%
Plano de saúde	2.580	1%	2.181	1%	2.295	2%	1.976	2%
<b>FGTS</b>	<b>1.008</b>	<b>1%</b>	<b>861</b>	<b>0%</b>	<b>880</b>	<b>1%</b>	<b>746</b>	<b>0%</b>
	<b>23.626</b>	<b>14%</b>	<b>20.464</b>	<b>10%</b>	<b>18.611</b>	<b>13%</b>	<b>16.153</b>	<b>10%</b>
<b>Tributos</b>								
Federais <sup>(1)</sup>	58.228	32%	61.098	34%	52.165	34%	57.033	36%
Estaduais	39.508	22%	36.358	20%	24.699	15%	22.367	14%
Municipais	217	0%	186	0%	94	0%	79	0%
No exterior <sup>(1)</sup>	6.390	4%	6.340	4%	-	0%	-	0%
	<b>104.343</b>	<b>58%</b>	<b>103.982</b>	<b>58%</b>	<b>76.958</b>	<b>49%</b>	<b>79.479</b>	<b>50%</b>
<b>Instituições financeiras e fornecedores</b>								
Juros, variações cambiais e monetárias	18.394	10%	13.781	8%	11.575	7%	8.813	6%
Despesas de aluguéis e afretamento	14.467	6%	9.744	5%	27.183	18%	20.392	13%
	<b>32.861</b>	<b>16%</b>	<b>23.525</b>	<b>13%</b>	<b>38.758</b>	<b>25%</b>	<b>29.205</b>	<b>19%</b>
<b>Acionistas</b>								
Juros sobre capital próprio	8.876	5%	10.436	6%	8.876	6%	10.436	7%
Dividendos	-	0%	1.565	1%	-	0%	1.565	1%
Resultado dos acionistas não controladores	(223)	0%	(203)	0%	-	0%	-	0%
Lucros retidos	12.306	7%	21.312	12%	12.019	7%	21.100	13%
	<b>20.959</b>	<b>12%</b>	<b>33.110</b>	<b>19%</b>	<b>20.895</b>	<b>13%</b>	<b>33.101</b>	<b>21%</b>
<b>Valor adicionado distribuído</b>	<b>181.789</b>	<b>100%</b>	<b>181.081</b>	<b>100%</b>	<b>155.222</b>	<b>100%</b>	<b>157.938</b>	<b>100%</b>

<sup>(1)</sup> Inclui participações governamentais.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

**DEMONSTRAÇÃO DA SEGMENTAÇÃO DE NEGÓCIOS (CONSOLIDADO)**

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011

(Em milhões de reais)

	2012									
	E&P	Abastecimento	Gás e Energia	Biocombustível	Distribuição	Internacional	Corporativo	Eliminação	Total	
<b>Receita de vendas</b>	<b>145.573</b>	<b>227.643</b>	<b>23.209</b>	<b>895</b>	<b>79.601</b>	<b>34.985</b>	<b>-</b>	<b>(230.527)</b>	<b>281.379</b>	
Intersegmentos	143.873	74.166	2.503	719	1.724	7.542	-	(230.527)	-	
Terceiros	1.700	153.477	20.706	176	77.877	27.443	-	-	28	

**Petróleo Brasileiro S.A.**

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

**DEMONSTRAÇÃO DA SEGMENTAÇÃO DE NEGÓCIOS (CONSOLIDADO)**

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011

(Em milhões de reais)

	2011								
	E&P	Abastecimento	Gás e Energia	Biocombustível	Distribuição	Internacional	Corporativo	Eliminação	Total
<b>Receita de vendas</b> .....	<b>124.028</b>	<b>198.516</b>	<b>16.295</b>	<b>535</b>	<b>73.633</b>	<b>28.374</b>	<b>-</b>	<b>(197.205)</b>	<b>244.176</b>
Intersegmentos.....	123.165	63.833	2.182	482	1.223	6.320	-	(197.205)	-
Terceiros.....	863	134.683	14.113	55	72.410	22.054	-	-	244.176
Custo dos produtos vendidos.....	(55.118)	(205.998)	(9.550)	(588)	(67.630)	(21.679)	-	193.624	(166.939)
<b>Lucro bruto</b> .....	<b>68.910</b>	<b>(7.482)</b>	<b>6.745</b>	<b>(53)</b>	<b>6.003</b>	<b>6.695</b>	<b>-</b>	<b>(3.581)</b>	<b>77.237</b>
<b>Despesas</b> .....	<b>(7.058)</b>	<b>(7.026)</b>	<b>(2.533)</b>	<b>(222)</b>	<b>(4.118)</b>	<b>(3.169)</b>	<b>(8.008)</b>	<b>300</b>	<b>(31.834)</b>
Vendas, gerais e administrativas.....	(819)	(5.536)	(1.739)	(111)	(4.024)	(1.554)	(4.114)	300	(17.597)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo.....	(3.674)	-	-	-	-	(754)	-	-	(4.428)
Pesquisa e desenvolvimento.....	(1.248)	(470)	(116)	(50)	(9)	(1)	(550)	-	(2.444)
Tributárias.....	(80)	(90)	(165)	(1)	(41)	(192)	(208)	-	(777)
Outras.....	(1.237)	(930)	(513)	(60)	(44)	(668)	(3.136)	-	(6.588)
<b>Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos</b> .....	<b>61.852</b>	<b>(14.508)</b>	<b>4.212</b>	<b>(275)</b>	<b>1.885</b>	<b>3.526</b>	<b>(8.008)</b>	<b>(3.281)</b>	<b>45.403</b>
Resultado financeiro líquido.....	-	-	-	-	-	-	122	-	122
Resultado de participações em investimentos.....	74	(165)	398	26	9	40	4	-	386
Participação nos lucros ou resultados.....	(488)	(348)	(61)	(2)	(118)	(52)	(491)	-	(1.560)
<b>Lucro antes dos impostos</b> .....	<b>61.438</b>	<b>(15.021)</b>	<b>4.549</b>	<b>(251)</b>	<b>1.776</b>	<b>3.514</b>	<b>(8.373)</b>	<b>(3.281)</b>	<b>44.351</b>
Imposto de renda/contribuição social.....	(20.863)	5.051	(1.411)	94	(601)	(1.547)	6.920	1.116	(11.241)
<b>Lucro líquido</b> .....	<b>40.575</b>	<b>(9.970)</b>	<b>3.138</b>	<b>(157)</b>	<b>1.175</b>	<b>1.967</b>	<b>(1.453)</b>	<b>(2.165)</b>	<b>33.110</b>
<b>Atribuível aos:</b>									
Acionistas da Petrobras.....	40.594	(9.955)	3.109	(157)	1.175	1.949	(1.237)	(2.165)	33.313
Acionistas não controladores.....	(19)	(15)	29	-	-	18	(216)	-	(203)
	<b>40.575</b>	<b>(9.970)</b>	<b>3.138</b>	<b>(157)</b>	<b>1.175</b>	<b>1.967</b>	<b>(1.453)</b>	<b>(2.165)</b>	<b>33.110</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

**DEMONSTRAÇÃO DA SEGMENTAÇÃO DE NEGÓCIOS (CONSOLIDADO)**

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011

(Em milhões de reais)

	2012								
	E&P	Abastecimento	Gás e Energia	Biocombustível	Distribuição	Internacional	Corporativo	Eliminação	Total
<b>Ativo</b>									
<b>Circulante</b> .....	<b>13.415</b>	<b>41.610</b>	<b>7.377</b>	<b>239</b>	<b>6.490</b>	<b>7.186</b>	<b>55.956</b>	<b>(14.171)</b>	<b>118.102</b>
<b>Não circulante</b> .....	<b>296.784</b>	<b>145.285</b>	<b>50.768</b>	<b>2.311</b>	<b>10.125</b>	<b>31.098</b>	<b>23.994</b>	<b>(751)</b>	<b>559.614</b>
Realizável a longo prazo.....	10.462	9.364	3.504	33	3.785	4.564	16.253	(751)	47.214
Investimento.....	164	5.920	2.371	1.757	31	1.915	319	-	12.477
Imobilizado.....	210.029	129.686	44.108	521	5.585	22.237	6.550	-	418.716
Intangível.....	76.129	315	785	-	724	2.382	872	-	81.207
<b>31.12.2012</b> .....	<b>310.199</b>	<b>186.895</b>	<b>58.145</b>	<b>2.550</b>	<b>16.615</b>	<b>38.284</b>	<b>79.950</b>	<b>(14.922)</b>	<b>677.716</b>
<b>Circulante</b> .....	<b>10.537</b>	<b>41.203</b>	<b>4.707</b>	<b>239</b>	<b>7.956</b>	<b>8.272</b>	<b>61.886</b>	<b>(13.636)</b>	<b>121.164</b>
<b>Não circulante</b> .....	<b>254.164</b>	<b>116.982</b>	<b>47.150</b>	<b>2.180</b>	<b>6.936</b>	<b>28.167</b>	<b>23.984</b>	<b>(630)</b>	<b>478.933</b>
Realizável a longo prazo.....	7.766	7.910	3.050	32	1.344	5.465	17.197	(630)	42.134
Investimento.....	23	6.306	2.160	1.612	84	1.873	190	-	12.248
Imobilizado.....	170.010	102.473	41.208	536	4.709	18.516	5.665	-	343.117
Intangível.....	76.365	293	732	-	799	2.313	932	-	81.434
<b>31.12.2011</b> .....	<b>264.701</b>	<b>158.185</b>	<b>51.857</b>	<b>2.419</b>	<b>14.892</b>	<b>36.439</b>	<b>85.870</b>	<b>(14.266)</b>	<b>600.097</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

**DEMONSTRAÇÃO DA SEGMENTAÇÃO DE NEGÓCIOS (CONSOLIDADO) INTERNACIONAL**

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011

(Em milhões de reais)

	2012						
	E&P	Abastecimento	Gás e Energia	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
<b>Demonstração do resultado</b>							
<b>Receita de vendas</b> .....	<b>10.468</b>	<b>17.533</b>	<b>1.175</b>	<b>10.133</b>	<b>-</b>	<b>(4.324)</b>	<b>34.985</b>
Intersegmentos.....	7.472	4.290	73	31	-	(4.324)	7.542
Terceiros.....	2.996	13.243	1.102	10.102	-	-	27.443
<b>Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos</b> .....	<b>4.702</b>	<b>(831)</b>	<b>262</b>	<b>141</b>	<b>(567)</b>	<b>33</b>	<b>3.740</b>
<b>Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras</b> .....	<b>2.509</b>	<b>(816)</b>	<b>243</b>	<b>132</b>	<b>(796)</b>	<b>33</b>	<b>1.305</b>
<b>Demonstração do resultado</b>							
<b>Receita de vendas</b> .....	<b>8.615</b>	<b>14.241</b>	<b>909</b>	<b>8.320</b>	<b>-</b>	<b>(3.711)</b>	<b>28.374</b>
Intersegmentos.....	6.373	3.585	39	45	-	(3.722)	6.320
Terceiros.....	2.242	10.656	870	8.275	-	11	22.054
<b>Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos</b> .....	<b>3.969</b>	<b>(226)</b>	<b>190</b>	<b>120</b>	<b>(507)</b>	<b>(20)</b>	<b>3.526</b>
<b>Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras</b> .....	<b>2.217</b>	<b>(213)</b>	<b>262</b>	<b>99</b>	<b>(396)</b>	<b>(20)</b>	<b>1.949</b>
<b>Ativo total</b>							
<b>Em 31.12.2012</b> .....	<b>30.817</b>	<b>4.913</b>	<b>1.551</b>	<b>2.217</b>	<b>3.227</b>	<b>(4.441)</b>	<b>38.284</b>
<b>Em 31.12.2011</b> .....	<b>27.358</b>	<b>6.365</b>	<b>1.742</b>	<b>1.889</b>	<b>3.412</b>	<b>(4.327)</b>	<b>36.439</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

**BALANÇO SOCIAL**

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011

(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

	Consolidado					
	2012			2011		
<b>1 - Base de Cálculo</b>						
Receita de vendas Consolidada (RL).....				281.379		244.176
Lucro antes da participação no lucro e impostos consolidados (RO).....				28.758		45.911
Folha de pagamento bruta consolidada (FPB).....				15.511		13.026
<b>2 - Indicadores Sociais Internos (i)</b>						
	<b>Valor</b>	<b>% sobre FPB</b>	<b>RL</b>	<b>Valor</b>	<b>% sobre FPB</b>	<b>RL</b>
Alimentação.....	890	5,74%	0,32%	845	6,49%	0,35%
Encargos sociais compulsórios.....	7.707	49,69%	2,74%	6.477	49,72%	2,65%
Previdência privada.....	686	4,42%	0,24%	328	2,52%	0,13%
Saúde.....	2.888	18,62%	1,03%	2.427	18,63%	0,99%
Segurança e saúde no trabalho.....	201	1,30%	0,07%	180	1,38%	0,07%
Educação.....	175	1,13%	0,06%	133	1,02%	0,05%
Cultura.....	10	0,06%	0,00%	11	0,08%	0,00%
Capacitação e desenvolvimento profissional.....	501	3,23%	0,18%	418	3,21%	0,17%
Creches ou auxílio-creche.....	99	0,64%	0,04%	90	0,69%	0,04%
Participação nos lucros ou resultados.....	1.005	6,48%	0,36%	1.560	11,98%	0,64%
Outros.....	82	0,53%	0,03%	76	0,58%	0,03%
<b>Total - Indicadores sociais internos</b> .....	<b>14.244</b>	<b>91,84%</b>	<b>5,07%</b>	<b>12.545</b>	<b>96,30%</b>	<b>5,12%</b>
<b>3 - Indicadores Sociais Externos (i)</b>						
	<b>Valor</b>	<b>% sobre RO</b>	<b>RL</b>	<b>Valor</b>	<b>% sobre RO</b>	<b>RL</b>
Geração de Renda e Oportunidade de Trabalho.....	51	0,18%	0,02%	48	0,10%	0,02%
Educação para a Qualificação Profissional.....	61	0,21%	0,02%	57	0,12%	0,02%
Garantia dos Direitos da Criança e do Adolescente (I).....	60	0,21%	0,02%	70	0,15%	0,03%
Cultura.....	189	0,66%	0,07%	182	0,40%	0,07%
Esporte.....	61	0,21%	0,02%	80	0,17%	0,03%
Outros.....	29	0,10%	0,01%	33	0,07%	0,01%
<b>Total das contribuições para a sociedade</b> .....	<b>451</b>	<b>1,57%</b>	<b>0,16%</b>	<b>470</b>	<b>1,02%</b>	<b>0,19%</b>
Tributos (excluídos encargos sociais).....	100.087	348,03%	35,57%	97.826	213,08%	40,06%
<b>Total - Indicadores sociais externos</b> .....	<b>100.538</b>	<b>349,60%</b>	<b>35,89%</b>	<b>98.296</b>	<b>214,10%</b>	<b>40,26%</b>
<b>4 - Indicadores Ambientais (i)</b>						
	<b>Valor</b>	<b>% sobre RO</b>	<b>RL</b>	<b>Valor</b>	<b>% sobre RO</b>	<b>RL</b>
Investimentos relacionados com a produção/operação da empresa.....	2.827	9,83%	1,00%	2.550	5,55%	1,04%
Investimentos em programas e/ou projetos externos.....	101	0,35%	0,04%	172	0,37%	0,07%
<b>Total dos investimentos em meio ambiente</b> .....	<b>2.928</b>	<b>10,18%</b>	<b>1,04%</b>	<b>2.722</b>	<b>5,93%</b>	<b>1,11%</b>

Quanto ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/ operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa:

( ) não possui metas ( ) cumpre de 51% a 75% ( ) não possui metas ( ) cumpre de 51% a 75%  
 ( ) cumpre de 0 a 50% (X) cumpre de 76 a 100% ( ) cumpre de 0 a 50% (X) cumpre de 76 a 100%

	Consolidado		
	2012	2011	
Nº de empregados(as) ao final do período.....	85.065	81.918	
Nº de admissões durante o período (II).....	4.017	3.447	
Nº de empregados(as) de empresas prestadoras de serviços.....	360.372	328.133	
Nº de estagiários(as).....	1.852	1.825	
Nº de empregados(as) acima de 45 anos.....	37.373	35.927	
Nº de mulheres que trabalham na empresa.....	14.536	13.860	
% de cargos de chefia ocupados por mulheres.....	15%	14,40%	
Nº de negros(as) que trabalham na empresa (III).....	20.158	18.468	
% de cargos de chefia ocupados por negros(as) (IV).....	25%	24,90%	
Nº de pessoas com deficiência (V).....	1.120	1.104	

# Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

6 - Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial (i)	2012			Metas 2013		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa (VI).....	20,54			20,54		
Número total de acidentes de trabalho (VII).....	6.680			6.350		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:.....	( ) direção	(X) direção e gerências	( ) todos(as) empregados(as)	( ) direção	(X) direção e gerências	( ) todos(as) empregados(as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por: .....	(X) direção e gerências	( ) todos(as) empregados(as)	( ) todos(as) + Cipa	(X) direção e gerências	( ) todos(as) empregados(as)	( ) todos(as) + Cipa
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa: .....	( ) não se envolve	( ) segue as normas da OIT	(X) incentiva e segue a OIT	( ) não se envolverá	( ) seguirá as normas da OIT	(X) incentivará e seguirá a OIT
A previdência privada contempla: .....	( ) direção	( ) direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)	( ) direção	( ) direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)
A participação dos lucros ou resultados contempla: .....	( ) direção	( ) direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)	( ) direção	( ) direção e gerências	(X) todos(as) empregados(as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:.....	( ) não são considerados	( ) são sugeridos	(X) são exigidos	( ) não serão considerados	( ) serão sugeridos	(X) serão exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa: .....	( ) não se envolve	( ) apoia	(X) organiza e incentiva	( ) não se envolverá	( ) apoiará	(X) organizará e incentivará
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as): (VIII).....	na empresa 16.752	no Procon 10	na Justiça 32	na empresa 8.300	no Procon -	na Justiça -
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas: (VIII) .....	na empresa 94,2%	no Procon 30%	na Justiça 53%	na empresa 99%	no Procon -	na Justiça -
Valor adicionado total a distribuir (consolidado) - valor:.....	<b>Em 2012: 181.789</b>			<b>Em 2011: 181.081</b>		
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):.....	58% governo	14% colaboradores		58% governo	10% colaboradores	
	5% acionistas	16% terceiros	7% retido	7% acionistas	13% terceiros	12% retido

## (i) Informações não auditadas

### 7 - Outras Informações

- A companhia não utiliza mão de obra infantil ou trabalho escravo, não tem envolvimento com prostituição ou exploração sexual de criança ou adolescente e não está envolvida com corrupção.
- A companhia valoriza e respeita a diversidade interna e externamente.
  - Inclui R\$ 3,3 milhões de repasse ao Fundo para a Infância e a Adolescência (FIA).
  - Informações do Sistema Petrobras no Brasil relativas às admissões por processo seletivo público.
  - Informações relativas aos empregados da Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora, Transpetro e Liquigás que se autodeclararam negros (cor parda e preta).
  - Do total dos cargos de chefia da Petrobras Controladora ocupados por empregados que informaram cor/raça, 24,6% são exercidos por pessoas que se autodeclararam negras (cor parda e preta).
  - Informações relativas à Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora e Transpetro, que correspondem a 5,6% do efetivo nos cargos em que é prevista a reserva de vagas para pessoas com deficiência.
  - Inclui as seguintes empresas: Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora, Transpetro, Liquigás e Petrobras Biocombustível.
  - A partir de 2012, passamos a reportar também os números de acidentados sem afastamento e de casos de primeiros socorros, além dos números de fatalidades e de acidentados com afastamento, como já era divulgado até então. Esse aumento na abrangência da informação explica a variação substancial em relação aos dados publicados em anos anteriores.
  - As informações na empresa incluem o quantitativo de reclamações e críticas recebidas pela Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora e Liquigás. As metas para 2013 não contêm as estimativas do SAC da Petrobras Distribuidora.

## NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS (CONSOLIDADAS E DA CONTROLADORA)

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011  
(Em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário)

### 1 A COMPANHIA E SUAS OPERAÇÕES

A Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras dedica-se, diretamente ou por meio de suas subsidiárias e controladas (denominadas, em conjunto, "Petrobras" ou a "companhia"), à pesquisa, lavra, refinação, processamento, comércio e transporte de petróleo proveniente de poço, de xisto ou de outras rochas, de seus derivados, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, além das atividades vinculadas à energia, podendo promover pesquisa, desenvolvimento, produção, transporte, distribuição e comercialização de todas as formas de energia, bem como quaisquer outras atividades correlatas ou afins. A sede social da companhia está localizada no Rio de Janeiro - RJ.

### 2 BASE DE APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

As demonstrações contábeis incluem:

#### Demonstrações contábeis consolidadas

– As demonstrações contábeis consolidadas estão sendo apresentadas de acordo com os padrões internacionais de demonstrações contábeis (IFRS) emitidos pelo *International Accounting Standards Board - IASB* e também de acordo com práticas contábeis adotadas no Brasil.

#### Demonstrações contábeis individuais

– As demonstrações contábeis individuais estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, em observância às disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, e incorporam as mudanças introduzidas por intermédio das Leis 11.638/07 e 11.941/09, complementadas pelos pronunciamentos, interpretações e orientações do Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, aprovados por resoluções do Conselho Federal de Contabilidade - CFC e por normas da Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

– Os pronunciamentos, interpretações e orientações do CPC estão convergentes às normas internacionais de contabilidade emitidas pelo IASB. Dessa forma, as demonstrações contábeis individuais não apresentam diferenças em relação às consolidadas em IFRS, exceto pela manutenção do ativo diferido, conforme previsto no CPC 43 (R1), aprovado pela Deliberação CVM 651/10. As reconciliações do patrimônio líquido e resultado da controladora com o consolidado estão na nota explicativa 3.1.

As demonstrações contábeis foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto pela valorização de alguns ativos e passivos não circulantes e instrumentos financeiros.

Alguns valores relativos aos períodos anteriores foram reclassificados para melhor comparabilidade com o período atual. Estas reclassificações não afetaram o resultado e patrimônio líquido da companhia.

O Conselho de Administração da companhia, em reunião realizada em 4 de fevereiro de 2013, autorizou a divulgação destas demonstrações contábeis.

#### 2.1. Relatórios por segmento de negócio

As informações contábeis por segmento operacional (área de negócio) da companhia são elaboradas com base em itens atribuíveis diretamente ao segmento, bem como aqueles que podem ser alocados em bases razoáveis.

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

As informações por área de negócio na companhia estão segmentadas de acordo com o modelo de organização vigente, contendo as seguintes áreas:

**a) Exploração e Produção:** abrange as atividades de exploração, desenvolvimento da produção e produção de petróleo, LGN (líquido de gás natural) e gás natural no Brasil, objetivando atender, prioritariamente, as refinarias do país e, ainda, comercializando nos mercados interno e externo o excedente de petróleo, bem como derivados produzidos em suas plantas de processamento de gás natural, atuando, também, de forma associada com outras empresas em parcerias.

**b) Abastecimento:** contempla as atividades de refino, logística, transporte e comercialização de derivados de petróleo, exportação de etanol, extração e processamento de xisto, além das participações em empresas do setor petroquímico no Brasil.

**c) Gás e Energia:** engloba as atividades de transporte e comercialização do gás natural produzido no país ou importado, de transporte e comercialização de GNL, de geração e comercialização de energia elétrica, assim como as participações societárias em transportadoras e distribuidoras de gás natural e em termoelétricas no Brasil, além de ser responsável pelos negócios com fertilizantes.

**d) Biocombustível:** contempla as atividades de produção de biodiesel e seus co-produtos e as atividades de etanol, através de participações acionárias, da produção e da comercialização de etanol, açúcar e o excedente de energia elétrica gerado a partir do bagaço da cana-de-açúcar.

**e) Distribuição:** responsável pela distribuição de derivados, etanol e gás natural veicular no Brasil, representada principalmente pelas operações da Petrobras Distribuidora.

**f) Internacional:** abrange as atividades de exploração e produção de petróleo e gás, de abastecimento, de gás e energia e de distribuição, realizadas no exterior, em diversos países das Américas, África, Europa e Ásia.

No grupo de órgãos corporativos são alocados os itens que não podem ser atribuídos às demais áreas, notadamente aqueles vinculados à gestão financeira corporativa, o *overhead* relativo à Administração Central e outras despesas, inclusive as atuárias referentes aos planos de pensão e de saúde destinados aos aposentados e beneficiários.

#### 2.2. Demonstração do valor adicionado

As demonstrações do valor adicionado - DVA apresentam informações relativas à riqueza criada pela companhia e a forma como tais riquezas foram distribuídas. Essas demonstrações foram preparadas de acordo com o CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, aprovado pela Deliberação CVM 557/08 e para fins de IFRS são apresentadas como informação adicional.

#### 2.3. Balanço social

O balanço social demonstra os indicadores sociais, ambientais, o quantitativo funcional e informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial. Algumas informações foram obtidas por meio de registros auxiliares e informações gerenciais da companhia. Esse balanço é apresentado como informação adicional.

#### 2.4. Moeda funcional

A moeda funcional da Petrobras, assim como a de suas controladas brasileiras, é o real. A moeda funcional de algumas controladas e sociedades de propósito específico que atuam em ambiente econômico internacional é o dólar norte-americano e a moeda funcional da Petrobras Argentina S.A. é o peso argentino.

As demonstrações do resultado e do fluxo de caixa das investidas, em ambiente econômico estável, com moeda funcional distinta da Controladora, são convertidas para reais pela taxa de câmbio média mensal, os ativos e passivos são convertidos pela taxa final e os demais itens do patrimônio líquido são convertidos pela taxa histórica.

As variações cambiais sobre os investimentos em controladas e coligadas, com moeda funcional distinta da Controladora, são registradas no patrimônio líquido, como ajuste acumulado de conversão, sendo transferidas para o resultado quando da realização dos investimentos.

#### 2.5. Uso de estimativas

Na elaboração das demonstrações contábeis é necessário utilizar estimativas para certos ativos, passivos e outras transações. Essas estimativas incluem: reservas de petróleo e gás, passivos de planos de pensão e de saúde, depreciação, exaustão e amortização, custos de abandono, provisões para processos judiciais, valor de mercado de instrumentos financeiros, ajustes a valor presente de contas a receber e a pagar das transações relevantes, imposto de renda e contribuição social. Embora a Administração utilize premissas e julgamentos que são revisados periodicamente, os resultados reais podem divergir dessas estimativas.

### 3 BASE DE CONSOLIDAÇÃO

As demonstrações contábeis consolidadas abrangem informações da Petrobras e de suas subsidiárias, controladas e sociedades de propósitos específicos, cujas práticas contábeis estão aderentes às adotadas pela companhia. As empresas consolidadas são as seguintes:

Subsidiárias e controladas	País	Participação no capital subscrito, integralizado e votante %	
		2012	2011
Petrobras Distribuidora S.A. - BR e suas controladas.....	Brasil	100,00	100,00
Braspetro Oil Services Company - Brasoil e suas controladas (i).....	Ilhas Cayman	100,00	100,00
Braspetro Oil Company - BOC e suas controladas (i) .....	Ilhas Cayman	100,00	100,00
Petrobras International Braspetro B.V. - PIBBV e suas controladas (i) (ii)	Holanda	100,00	100,00
Petrobras Comercializadora de Energia Ltda. - PBEN (iii).....	Brasil	100,00	100,00
Petrobras Negócios Eletrônicos S.A. - E-PETRO (iv).....	Brasil	100,00	100,00
Petrobras Gás S.A. - Gaspetro e suas controladas .....	Brasil	99,99	99,99
Petrobras International Finance Company - PifCo e suas controladas (i)	Ilhas Cayman	100,00	100,00
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro e suas controladas .....	Brasil	100,00	100,00
Downstream Participações Ltda. ....	Brasil	99,99	99,99
Petrobras Netherlands B.V. - PNBV e suas controladas (i).....	Holanda	100,00	100,00
5283 Participações Ltda. ....	Brasil	100,00	100,00
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII .....	Brasil	99,00	99,00
Baixada Santista Energia S.A. ....	Brasil	100,00	100,00
Sociedade Fluminense de Energia Ltda. - SFE .....	Brasil	100,00	100,00
Termoceaná Ltda. ....	Brasil	100,00	100,00
Termomacacê Ltda. ....	Brasil	100,00	100,00
Termomacacê Comercializadora de Energia Ltda. ....	Brasil	100,00	100,00
Termobahia S.A. ....	Brasil	98,85	98,85
Ibiritermo S.A. ....	Brasil	50,00	50,00
Petrobras Biocombustível S.A. ....	Brasil	100,00	100,00
Refinaria Abreu e Lima S.A. ....	Brasil	100,00	100,00
Companhia Locadora de Equipamentos Petrolíferos S.A. - CLEP .....	Brasil	100,00	100,00
Comperj Participações S.A. ....	Brasil	100,00	100,00
Comperj Estirênicos S.A. ....	Brasil	100,00	100,00
Comperj MEG S.A. ....	Brasil	100,00	100,00
Comperj Poliolefinas S.A. ....	Brasil	100,00	100,00
Cordoba Financial Services GmbH - CFS e sua controlada (i).....	Áustria	100,00	100,00
Breitener Energética S.A. e suas controladas .....	Brasil	93,66	65,00
Cayman Cabiunas Investment CO. (i) .....	Ilhas Cayman	100,00	100,00
Innova S.A. ....	Brasil	100,00	100,00
Companhia de Desenvolvimento de Plantas Utilidades S.A. - CDPV (v)....	Brasil	100,00	100,00
Companhia de Recuperação Secundária S.A. - CRSEC.....	Brasil	100,00	100,00
Petrobras Química S.A. - Petroquisa e suas controladas (vi) .....	Brasil	-	100,00
Arembepe Energia S.A. (vii).....	Brasil	100,00	30,00
Energética Camaçari Muricy S.A. (vii).....	Brasil	71,60	49,00
Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco S.A. - Citepe (viii) .....	Brasil	100,00	-
Companhia Petroquímica de Pernambuco S.A. - PetroquímicaSuape (viii) .	Brasil	100,00	-
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG (viii).....	Brasil	100,00	-
Liquigás S.A. (viii).....	Brasil	100,00	-

- Empresas sediadas no exterior com demonstrações contábeis elaboradas em moeda estrangeira.
- Participação de 11,87% da 5283 Participações Ltda.
- Participação de 0,09% da Petrobras Gás S.A. - Gaspetro.
- Participação de 0,05% da Downstream.
- Participação de 20% do Comperj Participações S.A.
- Empresa incorporada pela Petróleo Brasileiro S.A.
- Aquisição de controle (combinação de negócios).
- Participação direta em 2012 (indireta em 2011), decorrente de reorganizações societárias em controladas.

Sociedades de Propósitos Específicos - SPE	País	Atividade principal
Charter Development LLC - CDC (i) .....	E.U.A	Exploração e Produção
Companhia de Desenvolvimento e Modernização de Plantas Industriais - CDMPI.....	Brasil	Refino
PDET Offshore S.A. ....	Brasil	Exploração e Produção
Nova Transportadora do Nordeste S.A. - NTN .....	Brasil	Logística
Nova Transportadora do Sudeste S.A. - NTS .....	Brasil	Logística
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Não-padronezados do Sistema Petrobras .....	Brasil	Corporativo

(i) Empresas sediadas no exterior com demonstrações contábeis elaboradas em moedas estrangeira.

# Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

O processo de consolidação das contas patrimoniais e de resultado corresponde à soma dos saldos das contas de ativo, passivo, receitas e despesas, segundo a sua natureza, complementada com as eliminações das operações realizadas entre empresas consolidadas, bem como dos saldos e resultados não realizados economicamente entre as referidas empresas.

## 3.1. Reconciliação do patrimônio líquido e lucro líquido do consolidado com o da controladora

	Patrimônio líquido		Lucro líquido	
	2012	2011	2012	2011
<b>Consolidado - IFRS</b> .....	<b>345.433</b>	<b>332.224</b>	<b>20.959</b>	<b>33.110</b>
Patrimônio de acionistas não controladores.....	(2.354)	(2.385)	223	203
Despesas diferidas líquidas de IR .....	361	636	(287)	(212)
<b>Controladora - CPC</b> .....	<b>343.440</b>	<b>330.475</b>	<b>20.895</b>	<b>33.101</b>

## 4 SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

As práticas contábeis descritas abaixo foram aplicadas de maneira consistente pela companhia nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas apresentadas.

### 4.1. Ativos e passivos financeiros

#### 4.1.1. Caixa e equivalentes de caixa

Incluem numérico em espécie, depósitos bancários disponíveis e aplicações financeiras de curto prazo com alta liquidez, vencíveis em até três meses, contados da data da contratação original, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e com risco insignificante de mudança de valor.

#### 4.1.2. Títulos e valores mobiliários

A companhia classifica os títulos e valores mobiliários de acordo com a finalidade determinada pela Administração para a qual foram adquiridos e estabelece a classificação no reconhecimento inicial para estes ativos financeiros, conforme as seguintes categorias:

– Títulos para negociação – são adquiridos com finalidade de venda no curto prazo e mensurados ao valor justo. Os juros, as atualizações monetárias e as variações decorrentes da avaliação ao valor justo são registrados no resultado.

– Títulos mantidos até o vencimento – são adquiridos com a intenção e capacidade financeira de manutenção em carteira até o vencimento, sendo reconhecidos e mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa de juros efetiva, tendo os rendimentos alocados ao resultado.

– Títulos disponíveis para venda – são instrumentos não derivativos que são designados nessa categoria ou que não são classificados em nenhuma outra categoria. São mensurados ao valor justo e os juros e as atualizações monetárias são registrados no resultado, enquanto que as variações decorrentes da avaliação ao valor justo são registradas no patrimônio líquido, em ajustes de avaliação patrimonial, sendo transferidas para o resultado do período quando da liquidação do título.

#### 4.1.3. Contas a receber

São contabilizados inicialmente pelo valor justo da contraprestação a ser recebida e, subsequentemente, mensurados pelo custo amortizado, com o uso do método da taxa de juros efetiva, sendo deduzidas as perdas em crédito de liquidação duvidosa.

A companhia reconhece as perdas em créditos de liquidação duvidosa quando existe evidência objetiva de que não será capaz de receber os valores devidos pelos clientes, como em casos de dificuldades financeiras significativas e probabilidade do devedor entrar com pedido de falência ou em recuperação judicial.

#### 4.1.4. Empréstimos e financiamentos

São reconhecidos pelo valor justo menos os custos de transação incorridos e, após o reconhecimento inicial, são mensurados pelo custo amortizado utilizando-se do método da taxa de juros efetiva.

#### 4.1.5. Instrumentos financeiros derivativos e operações de hedge

Os instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos e mensurados por valor justo e estão classificados como ativos ou passivos no balanço patrimonial.

As mudanças no valor justo dos derivativos são registradas em cada exercício como ganhos ou perdas no resultado financeiro do período, exceto quando a transação for elegível e caracterizada como um *hedge* efetivo na modalidade de fluxo de caixa.

Nas operações envolvendo derivativos designados e qualificados como instrumentos de *hedge* de fluxo de caixa, a parcela eficaz dos ganhos e perdas decorrentes das variações do valor justo são reconhecidos no patrimônio líquido, em ajustes de avaliação patrimonial, sendo transferidos para o resultado quando o item protegido for efetivamente realizado. A parcela ineficaz do *hedge* é registrada no resultado do período.

## 4.2. Estoques

Os estoques são determinados pelo custo médio de aquisição ou de produção (método da média ponderada móvel) e estão demonstrados da seguinte forma:

– Matérias-primas - compreende principalmente os estoques de petróleo bruto, que estão demonstrados pelo custo médio de produção ou de importação, ajustados, quando aplicável, ao seu valor de realização líquido;

– Produtos – contempla principalmente derivados de petróleo e biocombustíveis, que estão demonstrados pelo custo médio de produção ou aquisição, ajustados, quando aplicável, ao seu valor de realização líquido;

– Materiais e suprimentos para manutenção – representam insumos de produção e materiais de operação e consumo que serão utilizados nas atividades da companhia, exceto matérias-primas, e estão demonstrados ao custo médio de compra, que não excede ao de reposição.

O valor de realização líquido compreende o preço de venda estimado no curso normal dos negócios, menos os custos estimados de conclusão e aqueles necessários para a realização da venda.

As importações em andamento estão demonstradas ao custo identificado.

## 4.3. Investimentos societários

Os investimentos em controladas em conjunto e coligadas, nas quais a administração tenha influência significativa, e em outras sociedades que façam parte de um mesmo grupo, são avaliados pelo método da equivalência patrimonial. Nas demonstrações contábeis individuais, os investimentos em controladas também são avaliados pelo método da equivalência patrimonial.

## 4.4. Combinação de negócios e goodwill

A análise da aquisição é feita caso a caso para determinar se a transação representa uma combinação de negócios ou uma compra de ativos. Transações entre empresas sob controle comum não configuram uma combinação de negócios.

Os ativos e passivos adquiridos em uma combinação de negócios são contabilizados em consonância com o método de aquisição, sendo reconhecidos pelos seus respectivos valores justos. Qualquer excesso do custo de aquisição sobre o valor justo dos ativos líquidos adquiridos (ativos identificáveis e passivos adquiridos, líquidos) é reconhecido como *goodwill* no ativo intangível. Quando o custo de aquisição for menor que o valor justo dos ativos líquidos adquiridos, um ganho proveniente de compra vantajosa é reconhecido no resultado.

As mudanças de participações em controladas que não resultem em perda de controle são reconhecidas diretamente no patrimônio líquido, como contribuição adicional de capital, pela diferença entre o preço pago/recebido e o valor contábil da participação adquirida/vendida.

Nas aquisições de participação em coligadas e controladas em conjunto, sem a obtenção de controle, apesar de não configurarem uma combinação de negócios, os ativos líquidos adquiridos também são reconhecidos pelo valor justo, sendo que o *goodwill* é apresentado no investimento.

## 4.5. Gastos com Exploração e Desenvolvimento de Petróleo e Gás

Os gastos incorridos com exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás são contabilizados de acordo com o método dos esforços bem sucedidos, que considera as seguintes características gerais:

– Gastos relacionados com atividades de geologia e geofísica são reconhecidos como despesas no período em que são incorridos.

– Valores relacionados à obtenção de direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural são inicialmente capitalizados.

– Custos exploratórios diretamente associados à perfuração de poços são inicialmente capitalizados no ativo imobilizado até que sejam constatadas ou não reservas provadas relativas ao poço. Os custos posteriores à perfuração do poço continuam a ser capitalizados desde que o volume de reservas descoberto justifique o seu reconhecimento futuro como poço produtor e estudos das reservas e da viabilidade econômica e operacional do empreendimento estiverem em curso. Uma comissão interna de executivos técnicos da Petrobras revisa mensalmente as condições de cada poço, levando-se em consideração os dados de geologia, geofísica e engenharia, condições econômicas, métodos operacionais e regulamentações governamentais.

– Poços exploratórios secos ou sem viabilidade econômica e os demais custos vinculados às reservas não comerciais, são reconhecidos como despesa no período, quando identificados como tal.

– Construção, instalação e conclusão de infra-estrutura, tais como plataformas, dutos, perfuração de poços de desenvolvimento e outros custos relacionados ao desenvolvimento de reservas provadas e economicamente viáveis são capitalizados no ativo imobilizado.

## 4.6. Imobilizado

Está demonstrado pelo custo de aquisição ou custo de construção, que representa os custos para colocar o ativo em condições de operação, corrigido monetariamente durante períodos hiperinflacionários, bem como pelo valor presente dos custos estimados com desmontagem e remoção do imobilizado e de restauração do local no qual este está localizado, deduzido da depreciação acumulada e perda por redução ao valor recuperável de ativos *impairment*.

Os direitos que tenham por objetos bens corpóreos destinados à manutenção das atividades da companhia, decorrentes de operações que transfiram os benefícios, riscos e controles desses bens (arrendamento mercantil financeiro), são reconhecidos inicialmente pelo valor justo ou, se inferior, pelo valor presente

dos pagamentos mínimos do contrato e são depreciados de acordo com as regras aplicáveis aos ativos imobilizados. Nos casos em que a companhia não possui razoável certeza de que virá a obter a propriedade dos ativos no fim do prazo do contrato, os bens são depreciados pelo menor entre sua vida útil e o prazo do arrendamento mercantil.

Os gastos relevantes com manutenções das unidades industriais e dos navios, que incluem peças de reposição, serviços de montagem, entre outros, são registrados no imobilizado, se os critérios de reconhecimento forem atendidos. Essas manutenções ocorrem, em média, a cada quatro anos e seus gastos são depreciados como custo da produção até o início da parada seguinte.

Os encargos financeiros de empréstimos obtidos, quando diretamente atribuíveis à aquisição ou à construção de ativos, são capitalizados como parte dos custos desses ativos. Os encargos financeiros sobre recursos captados sem destinação específica, utilizados com propósito de obter um ativo qualificável, são capitalizados pela taxa média dos empréstimos vigente durante o período, aplicada sobre o saldo de obras em andamento. Esses custos são amortizados ao longo das vidas úteis estimadas ou pelo o método das unidades produzidas dos respectivos ativos.

Os ativos de exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás são depreciados/amortizados a partir do início da produção do campo, considerando os seguintes critérios:

i) equipamentos e instalações cativos aos respectivos poços desenvolvidos são depreciados de acordo com o método das unidades produzidas, considerando o volume de produção mensal em relação às reservas provadas desenvolvidas de cada campo produtor; ii) demais ativos, contemplando aquele com vida útil menor do que a vida do campo ou que são vinculados a campos com diversas fases de desenvolvimento da produção são depreciados utilizado-se o método linear; e iii) direitos e concessões são amortizados de acordo com o método das unidades produzidas, considerando o volume de produção mensal em relação às reservas provadas totais de cada campo produtor;

As reservas são estimadas por profissionais especializados da companhia, de acordo com as definições estabelecidas pela *Securities and Exchange Commission - SEC*, e revisadas anualmente, ou em um intervalo menor, caso haja indício de alterações significativas.

Os terrenos não úteis depreciados. Os outros bens do imobilizado são depreciados pelo método linear com base nas vidas úteis estimadas, que estão demonstradas por classe de ativo na nota explicativa 11.

## 4.7. Intangível

Está demonstrado pelo custo de aquisição, deduzido da amortização acumulada e perdas por *impairment*. É composto por direitos e concessões que incluem, principalmente, bônus de assinatura pagos pela obtenção de concessões para exploração de petróleo ou gás natural, cessão onerosa de direitos de exploração em blocos da área do pré-sal, concessões de serviços públicos, além de marcas e patentes, softwares e ágio por expectativa de rentabilidade futura *goodwill* decorrente de aquisição de participação com controle. Nas demonstrações contábeis individuais, o ágio por expectativa de rentabilidade futura *goodwill* é apresentado no investimento.

Os direitos e concessões correspondentes aos bônus de assinatura das concessões e cessão onerosa, quando da declaração de comercialidade dos campos, são reclassificados para conta do ativo imobilizado.

Os bônus de assinatura das concessões e a cessão onerosa, enquanto estão no ativo intangível não são amortizados, sendo os demais intangíveis amortizados linearmente pela vida útil estimada.

Ativos intangíveis gerados internamente, exceto os gastos com desenvolvimento que atendam todos os critérios normativos, não são capitalizados, portanto são reconhecidos como despesa no resultado do período em que foram incorridos.

Ativos intangíveis com vida útil indefinida não são amortizados, mas são testados anualmente em relação a perdas por redução ao valor recuperável, individualmente ou no nível da unidade geradora de caixa. A avaliação de vida útil indefinida é revisada anualmente para determinar se essa avaliação continua a ser justificável. Caso contrário, a mudança na vida útil de indefinida para definida é feita de forma prospectiva.

## 4.8. Diferido

A companhia manteve o saldo do ativo diferido de 31 de dezembro de 2008 no individual, que continuará a ser amortizado em até 10 anos, sujeito ao teste de redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*), em conformidade com a Lei 11.941/09.

## 4.9. Redução ao valor recuperável de ativos - Impairment

A companhia avalia os ativos do imobilizado, do intangível com vida útil definida e do diferido (individual) quando há indicativos de não recuperação do seu valor contábil. Os ativos vinculados a exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás e aqueles que têm uma vida útil indefinida, como o ágio por expectativa de rentabilidade futura, oriundos de uma combinação de negócios, têm a recuperação do seu valor testada anualmente, independentemente de haver indicativos de perda de valor.

Na aplicação do teste de redução ao valor recuperável de ativos, o valor contábil de um ativo ou unidade geradora de caixa é comparado com o seu valor recuperável. O valor recuperável é o maior valor entre o valor líquido de venda de um ativo e seu valor em uso. Considerando-se as particularidades dos ativos da companhia, o valor recuperável utilizado para avaliação do teste de redução ao valor recuperável é o valor em uso, exceto quando especificamente indicado.

Este valor de uso é estimado com base no valor presente de fluxos de caixa futuros, resultado das melhores estimativas da companhia. Os fluxos de caixa, decorrentes do uso contínuo dos ativos relacionados, são ajustados pelos riscos específicos e utilizam a taxa de desconto pré-imposto. Esta taxa deriva da taxa pós-imposto estruturada no Custo Médio Ponderado de Capital (WACC). As principais premissas dos fluxos de caixa são: preços baseados no último plano estratégico divulgado, curvas de produção associadas aos projetos existentes no portfólio da companhia, custos operacionais de mercado e investimentos necessários para realização dos projetos.

Essas avaliações são efetuadas ao menor nível de ativos para os quais existam fluxos de caixa identificáveis. Os ativos vinculados a exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás são revisados anualmente, campo a campo, para identificação de possíveis perdas na recuperação, com base no fluxo de caixa futuro estimado.

A reversão de perdas reconhecidas anteriormente é permitida, exceto com relação à redução no valor do ágio por expectativa de rentabilidade futura.

## 4.10. Arrendamentos mercantis

Os arrendamentos mercantis nos quais a companhia assume substancialmente todos os riscos, benefícios e controle dos bens são reconhecidos no passivo como arrendamentos mercantis financeiros. Nos casos em que a companhia é arrendadora, esses contratos são reconhecidos como recebíveis no ativo.

Os arrendamentos mercantis nos quais uma parte significativa dos riscos e benefícios de propriedade permanecem com o arrendador são classificados como operacionais e os pagamentos são reconhecidos como despesa no resultado durante o prazo do contrato.

## 4.11. Desmantelamento de áreas

Representam os gastos futuros com a obrigação para recuperar o meio ambiente e para desmobilizar e desativar as unidades produtivas, em função da exaustão da área explorada ou pela suspensão permanente das atividades na área por razões econômicas. São reconhecidos no Imobilizado pelo seu valor presente, descontada a uma taxa livre de risco de crédito ajustado, como parte do valor dos ativos que lhes deu origem, desde que exista obrigação legal e seu valor possa ser estimado em bases confiáveis, tendo como contrapartida o registro de uma provisão no passivo da companhia. Os juros incorridos pela atualização da provisão estão classificados como despesas financeiras. As estimativas de desmantelamento de área revisadas anualmente sofrem depreciação/amortização nas mesmas bases dos ativos principais.

A obrigação futura com desmantelamento de área de produção é registrada no momento da declaração de comercialidade de cada campo, sendo a depreciação/amortização realizada com base no método das unidades produzidas, apenas para as reservas provadas desenvolvidas.

## 4.12. Imposto de renda e contribuição social

Para fins de apuração do imposto de renda e da contribuição social sobre o lucro corrente, a companhia adotou o Regime Tributário de Transição – RTT, conforme previsto na Lei 11.941/09, ou seja, na determinação do lucro tributável considerou os critérios contábeis da Lei 6.404/76, antes das alterações da Lei 11.638/07. As despesas de imposto de renda e contribuição social do período compreendem os impostos corrente e diferido. Os impostos sobre diferenças temporárias, geradas pela adoção da nova lei societária, foram registrados como impostos e contribuições diferidos ativos e passivos.

Os impostos e contribuições sociais diferidos são reconhecidos em função das diferenças temporárias entre o valor contábil do ativo ou passivo e sua base fiscal, prejuízo fiscal e base negativa da contribuição social, quando aplicável. Os reconhecimentos no ativo são realizados na proporção da probabilidade de que lucro tributável futuro esteja disponível e contra o qual as diferenças temporárias possam ser usadas.

## 4.13. Benefícios concedidos a empregados

Os compromissos atuariais com os planos de benefícios de pensão e aposentadoria e os de assistência médica são provisionados com base em cálculo atuarial elaborado anualmente por atuário independente, de acordo com o método da unidade de crédito projetada, líquido dos ativos garantidores do plano, quando aplicável, sendo os custos referentes ao aumento do valor presente da obrigação, resultante do serviço prestado pelo empregado, reconhecidos no resultado durante o período laborativo dos empregados.

O método da unidade de crédito projetada considera cada período de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que são acumuladas para o cômputo da obrigação final.

Os ganhos e perdas atuariais, decorrentes de ajustes com base na experiência e nas mudanças das premissas atuariais, são incluídos ou excluídos, respectivamente, na determinação do compromisso atuarial líquido e são amortizados ao longo do período médio de serviço remanescente dos empregados ativos de acordo com o método corredor.

# Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

As premissas atuariais relativas às variáveis que determinam o custo final para proporcionar os benefícios pós-emprego incluem: estimativas biológicas e econômicas, estimativas dos custos médicos, bem como dados históricos sobre as despesas e contribuições dos funcionários.

A companhia também contribui para os planos de contribuição definida, cujos percentuais são baseados na folha de pagamento, sendo essas contribuições levadas ao resultado quando incorridas.

## 4.14. Capital Social e Remuneração aos Acionistas

O capital social está representado por ações ordinárias e preferenciais. Os gastos incrementais diretamente atribuíveis à emissão de ações são apresentados como dedução do patrimônio líquido, como contribuição adicional de capital, líquido de efeitos tributários.

As ações preferenciais têm prioridade no caso de reembolso do capital e no recebimento dos dividendos, no mínimo, de 3% do valor do patrimônio líquido da ação, ou de 5% calculado sobre a parte do capital representada por essa espécie de ações, prevalecendo sempre o maior, participando, em igualdade com as ações ordinárias, nos aumentos do capital social decorrentes de incorporação de reservas e lucros. As ações preferenciais não asseguram direito de voto e não são conversíveis em ações ordinárias e vice-versa.

A remuneração aos acionistas é efetuada sob a forma de dividendos e/ou juros sobre o capital próprio com base nos limites definidos no estatuto da companhia.

O benefício fiscal dos juros sobre capital próprio é reconhecido no resultado do exercício.

## 4.15. Subvenções e assistências governamentais

Subvenções governamentais são reconhecidas quando houver razoável certeza de que o benefício será recebido e que todas as correspondentes condições serão satisfeitas.

Quando se referir a um item de despesa, o benefício é reconhecido como receita ao longo do período de fruição, de forma sistemática, em relação aos custos cujo benefício objetiva compensar. Quando se referir a um ativo, o benefício é reconhecido como receita diferida, sendo alocada ao resultado em valores iguais ao longo da vida útil esperada do item correspondente.

## 4.16. Reconhecimento de receitas, custo e despesas

A receita é reconhecida quando for provável que benefícios econômicos serão gerados para a companhia e quando seu valor possa ser mensurado de forma confiável, compreendendo o valor justo da contraprestação recebida ou a receber pela comercialização de produtos e serviços, líquida das devoluções, descontos, impostos e encargos sobre vendas.

As receitas com as vendas de petróleo, derivados, gás natural, biocombustíveis e outros produtos relacionados, são reconhecidas no resultado quando todos os riscos e benefícios inerentes ao produto forem transferidos ao comprador, o que geralmente acontece no ato da entrega, enquanto as receitas de vendas de serviços de fretes e outros são reconhecidas em função de sua realização.

As receitas e despesas financeiras incluem principalmente receitas de juros sobre aplicações financeiras e títulos públicos, despesas com juros sobre financiamentos, ganhos e perdas com avaliação ao valor justo, de acordo com a classificação do título, além das variações cambiais e monetárias líquidas. As despesas financeiras excluem os custos com empréstimos atribuíveis as construções dos bens que necessitam de um período substancial de tempo para estar pronto para uso, que são capitalizados como parte do custo do ativo.

As receitas, custos e despesas são reconhecidas pelo regime de competência.

## 4.17. Novas normas e interpretações

Durante o exercício de 2012, as seguintes normas emitidas pelo IASB entraram em vigor, mas não impactaram as demonstrações contábeis da companhia:

- Emenda ao IFRS 7 - "Divulgações: Transferências de Ativos Financeiros" (*Disclosures: Transfers of Financial Assets*).

- Emenda ao IAS 12 - "Impostos Diferidos: Recuperação de Ativos Subjacentes" (*Deferred Tax: Recovery of Underlying Assets*). Estabelece critérios para apuração da base fiscal de um ativo.

As normas emitidas pelo IASB que ainda não entraram em vigor e não tiveram sua adoção antecipada pela companhia até 31 de dezembro de 2012 são as seguintes:

Normas	Descrição	Vigência (*)
Emenda ao IAS 1	"Apresentação de Itens dos Outros Resultados Abrangentes" ( <i>Presentation of Items of Other Comprehensive Income</i> ). Agrupam em Outros Resultados Abrangentes os itens que poderão ser reclassificados para lucros ou prejuízos na demonstração de resultado do exercício.	1º de janeiro de 2013
Emenda ao IAS 19	"Benefícios a Empregados" ( <i>Employee Benefits</i> ). Elimina o método do corredor para reconhecimento de ganhos ou perdas atuariais e requer que se calcule os custos financeiros com base na captação líquida. Simplifica a apresentação de variações em ativos e passivos de planos de benefícios definidos e amplia os requerimentos de divulgação.	1º de janeiro de 2013
IFRS 10	"Demonstrações Financeiras Consolidadas" ( <i>Consolidated Financial Statements</i> ). Define os princípios e os requerimentos para a preparação e apresentação de demonstrações contábeis consolidadas, quando uma entidade controla uma ou mais outras entidades. Estabelece conceito de controle como base da consolidação e como aplicá-lo para identificar se uma empresa investida deve ser considerada controlada e, portanto, consolidada.	1º de janeiro de 2013
IFRS 11	"Acordos Conjuntos" ( <i>Joint Arrangements</i> ). Estabelece os princípios para divulgação de demonstrações contábeis de entidades que sejam partes de acordos conjuntos. Os acordos conjuntos são classificados pelo IFRS 11 em dois tipos: operações conjuntas e <i>joint ventures</i> . Operações conjuntas são aquelas em que os operadores em conjunto, têm direitos sobre os ativos e obrigações relacionados a esse acordo e, portanto, contabilizam sua parcela dos ativos, passivos, receitas e despesas. <i>Joint ventures</i> existem quando os operadores em conjunto têm direitos sobre o ativo líquido do acordo e, portanto, contabilizam sua participação de acordo com o método de equivalência patrimonial. A consolidação proporcional de <i>joint ventures</i> não é mais permitida.	1º de janeiro de 2013
IFRS 12	"Divulgações sobre Participações em Outras Entidades" ( <i>Disclosure of Interests in Other Entities</i> ). Consolida todos os requerimentos de divulgações que uma entidade deve fazer quando participa em uma ou mais entidades, incluindo acordos conjuntos, associações, participações com fins específicos e outras participações não registradas contabilmente.	1º de janeiro de 2013
IFRS 13	"Mensuração do Valor Justo" ( <i>Fair Value Measurement</i> ). Define valor justo de uma forma mais precisa, explica como mensurá-lo (fornecendo uma única fonte) e determina o que deve ser divulgado. As exigências não ampliam o uso da contabilização ao valor justo, mas fornecem orientações sobre como aplicá-lo quando seu uso já é requerido ou permitido por outras normas.	1º de janeiro de 2013
Emenda ao IFRS 7	"Divulgações - Compensando Ativos e Passivos Financeiros" ( <i>Disclosures - Offsetting Financial Assets and Financial Liabilities</i> ). Estabelece requerimentos de divulgação de acordos de compensação de ativos e passivos financeiros.	1º de janeiro de 2013
IAS 27 (revisado em 2011)	"Demonstrações Financeiras separadas". Inclui outras considerações sobre demonstrações financeiras separadas, além das disposições sobre controle do IAS 27 incluídas no novo IFRS 10.	1º de janeiro de 2013
IAS 28 (revisado em 2011)	"Coligadas e Controladas em conjunto" ( <i>Joint Ventures</i> ). Estabelece requerimentos para controladas em conjunto e coligadas avaliadas pelo método de equivalência patrimonial a partir da emissão do IFRS 11.	1º de janeiro de 2013
IFRS 9	"Instrumentos Financeiros". O IFRS 9 mantém, mas simplifica, o modelo de mensuração combinada e estabelece duas principais categorias de mensuração para ativos financeiros: custo amortizado e valor justo. A base de classificação depende do modelo de negócios da entidade e das características do fluxo de caixa contratual do ativo financeiro. A orientação do IAS 39 sobre redução do valor recuperável de ativos financeiros e contabilidade de <i>hedge</i> continua aplicável. A emenda ao IFRS 9 postergou a data de entrada em vigor de 2013 para 2015. Eliminou também a obrigatoriedade de republicação de informações comparativas e passou a requerer divulgações adicionais sobre a transição para o IFRS 9.	1º de janeiro de 2015

(\*) Normas vigentes a partir de exercícios iniciados em ou após essas datas.

O efeito estimado da emenda ao IAS 19, com a eliminação do diferimento das perdas em títulos dos planos de pensão e saúde (método corredor), resultará no aumento do passivo atuarial líquido em R\$ 21,1 bilhões, tendo

como contrapartida um aumento do ativo fiscal diferido em R\$ 6,1 bilhões, e uma redução de R\$ 15 bilhões no patrimônio líquido da companhia.

Quanto às demais emendas e novas normas listadas acima, a companhia estima que suas adoções não trarão impactos significantes em suas demonstrações contábeis.

## 5 CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	Consolidado		Controladora	
	2012	2011	2012	2011
Caixa e bancos .....	2.024	3.731	66	672
Aplicações financeiras				
- No País				
Fundos de investimentos DI .....	16.589	10.301	15.570	9.210
Outros fundos de investimentos .....	856	4.275	498	2.623
	<b>17.445</b>	<b>14.576</b>	<b>16.068</b>	<b>11.833</b>
- No Exterior .....	8.159	17.440	1.259	6.353
Total das aplicações financeiras .....	<b>25.604</b>	<b>32.016</b>	<b>17.327</b>	<b>18.186</b>
<b>Total de caixa e equivalentes de caixa .....</b>	<b>27.628</b>	<b>35.747</b>	<b>17.393</b>	<b>18.858</b>

As aplicações financeiras no país são representadas por fundos de investimentos cujos recursos estão aplicados em títulos públicos federais. Na controladora são realizadas, ainda, aplicações em quotas do fundo de investimento em direitos creditórios (FIDC) do Sistema Petrobras.

As aplicações no exterior são compostas de *time deposits* com prazos de até 3 meses e outros instrumentos de renda fixa de curto prazo, realizadas com instituições de primeira linha.

## 6 TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

	Consolidado		Controladora	
	2012	2011	2012	2011
Para negociação .....	20.888	16.785	20.888	16.785
Disponíveis para venda .....	488	5.479	191	5.210
Mantidos até o vencimento .....	299	291	2.588	6.849
	<b>21.675</b>	<b>22.555</b>	<b>23.667</b>	<b>28.844</b>
Circulante .....	21.316	16.808	23.379	23.625
Não circulante .....	359	5.747	288	5.219

Os títulos para negociação e os disponíveis para venda referem-se principalmente a investimentos em títulos governamentais com prazos de vencimentos superiores a 90 dias, cujos montantes apresentados no ativo circulante consideram a expectativa de realização no curto prazo.

Os títulos disponíveis para venda contemplam Notas do Tesouro Nacional, anteriormente dadas em garantia à Petros, conforme descrito na Nota 20.1.

Os títulos mantidos até o vencimento na Controladora incluem investimentos no FIDC-NP no valor de R\$ 2.370 em 31 de dezembro de 2012 e estão apresentados no ativo circulante.

## 7 CONTAS A RECEBER

### 7.1. Contas a receber, líquidas

	Consolidado		Controladora	
	2012	2011	2012	2011
Cientes				
Terceiros .....	22.040	19.348	5.233	3.207
Partes relacionadas (Nota 17)				
Subsidiárias, controladas em conjunto e coligadas .....	1.593	1.549	16.077	26.146
Recebíveis do setor elétrico .....	3.958	3.672	911	1.099
Contas petróleo e álcool - STN .....	835	832	835	832
Outras .....	6.297	5.545	3.376	3.029
	<b>34.723</b>	<b>30.946</b>	<b>26.432</b>	<b>34.313</b>
Perdas em créditos de liquidação duvidosa .....	(2.967)	(2.790)	(412)	(402)
	<b>31.756</b>	<b>28.156</b>	<b>26.020</b>	<b>33.911</b>
Circulante .....	22.681	22.053	17.374	21.068
Não circulante .....	9.075	6.103	8.646	12.843

### 7.2. Movimentação das perdas em créditos de liquidação duvidosa

	Consolidado		Controladora	
	2012	2011	2012	2011
Saldo inicial .....	2.790	2.681	402	466
Adições (*) .....	587	586	287	238
Baixas/Reversões (*) .....	(410)	(477)	(277)	(302)
Saldo final .....	<b>2.967</b>	<b>2.790</b>	<b>412</b>	<b>402</b>
Circulante .....	1.746	1.685	412	402
Não circulante .....	1.221	1.105	-	-

(\*) Inclui variação cambial sobre perdas em créditos de liquidação duvidosa constituída em empresas no exterior.

### 7.3. Contas a receber vencidos - Terceiros

	Consolidado		Controladora	
	2012	2011	2012	2011
Até 3 meses .....	1.572	1.411	1.070	800
De 3 a 6 meses .....	319	215	171	82
De 6 a 12 meses .....	370	264	210	64
Acima de 12 meses .....	3.243	2.982	475	447
	<b>5.504</b>	<b>4.872</b>	<b>1.926</b>	<b>1.393</b>

## 8 ESTOQUES

	Consolidado		Controladora	
	2012	2011	2012	2011
Produtos:				
Derivados de petróleo (*) .....	12.016	9.166	10.216	7.550
Álcool (*) .....	330	782	155	289
	12.346	9.948	10.371	7.839
Matérias-primas, principalmente petróleo bruto (*) .....	13.184	14.847	11.200	11.718
Materiais e suprimentos para manutenção (*) .....	3.846	3.369	3.386	2.911
Outros .....	452	367	23	33
	<b>29.828</b>	<b>28.531</b>	<b>24.980</b>	<b>22.501</b>
Circulante .....	29.736	28.447	24.908	22.434
Não circulante .....	92	84	72	67

(\*) Inclui importações em andamento.

## 9 INCORPORAÇÕES, CISÕES E OUTRAS INFORMAÇÕES SOBRE ATIVOS

### Incorporação da Petroquímica e cisão parcial da BRK

Em 27 de janeiro de 2012, a Assembleia Geral Extraordinária da Petrobras aprovou a incorporação da Petrobras Química S.A. - Petroquímica e a cisão parcial da BRK Investimentos Petroquímicos S.A. - BRK com versão da parcela cindida ao patrimônio da Petrobras, sem aumento do capital social.

### Assinatura de acordo - Refinaria Pasadena

Em 29 de junho de 2012, a companhia assinou um acordo extrajudicial que prevê o término de todas as ações judiciais existentes entre as empresas do grupo Petrobras e as empresas do grupo belga Transcor/Astra, controlador da Astra Oil Trading NV (Astra), inclusive aquelas relacionadas ao processo arbitral que reconheceu em abril de 2009 o exercício da opção de venda de ações da Astra para a Petrobras America S.A. - PAI, de sua participação acionária (50%) na Pasadena Refining System Inc - PRSI e Trading Company.

O valor fixado no acordo de US\$ 820,5 milhões já estava quase todo provisionado para pagamento, restando o complemento de US\$ 70 milhões (equivalentes a R\$ 140), reconhecido no resultado do 2º trimestre de 2012. Com a assinatura do acordo e o pagamento do respectivo valor, que ocorreu na mesma data da assinatura do acordo, as partes dão ampla e geral quitação recíproca em relação a todos os processos judiciais em que litigavam.

### Avaliação a valor justo - GBD

A avaliação a valor justo dos ativos adquiridos e passivos assumidos da controlada Gás Brasileiro Distribuidora S.A. - GBD foi concluída em junho de 2012, cuja aquisição de 100% das ações pela Petrobras Gás S.A. - Gaspetro ocorreu em 2011. Esta avaliação resultou na alocação do preço de compra de R\$ 444 (equivalentes a US\$ 280 milhões) composto por ativos intangíveis de R\$ 332 e em outros ativos e passivos líquidos de R\$ 112, portanto, não houve reconhecimento de *goodwill*.

### Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG

Em 31 de julho de 2012, a Alberto Pasqualini S.A. - REFAP passou a denominar-se Empresa de Logística de E&P S.A., após a transferência dos seus ativos de refino para a Petrobras, tendo como novo objetivo a prestação de serviços de logística para operações de exploração e produção de petróleo no Brasil e cujas atividades operacionais não foram iniciadas. Em 1º de novembro de 2012 a Empresa de Logística de E&P S.A. passou a se chamar Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG. A companhia não teve seu patrimônio líquido afetado em função da transferência dos ativos.

# Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

## 10 INVESTIMENTOS

### 10.1. Informações sobre as subsidiárias, controladas, controladas em conjunto e coligadas

	% de Participação direta da Petrobras	Capital subscrito em 31 de dezembro de 2012	Milhares de ações/quotas		Patrimônio líquido (passivo a descoberto)	Lucro líquido (prejuízo) do exercício
			Ações Ordinárias/quotas	Ações preferenciais		
<b>Subsidiárias e Controladas</b>						
Petrobras Netherlands B.V. - PNBV.....	100,00	10.457	41.870	–	21.044	5.057
Refinaria Abreu e Lima S.A. ....	100,00	11.014	11.013.815	–	10.567	(555)
Petrobras Distribuidora S.A. - BR.....	100,00	4.182	34.777.774	–	10.358	1.891
Petrobras Gás S.A. - Gaspetro.....	99,99	6.865	3.180	794	10.322	1.539
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro.....	100,00	2.946	2.946.300	–	3.906	720
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG.....	100,00	3.162	2.388.987	–	3.435	8
Petrobras International Finance Company - PifCo.....	100,00	531	300.050	–	(2.569)	(1.013)
Petrobras Biocombustível S.A. ....	100,00	2.586	258.550	–	1.916	(217)
Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco S.A. - Citepe.....	100,00	2.127	2.127.229	–	1.801	11
Companhia Locadora de Equipamentos Petrolíferos S.A. - CLEP.....	100,00	827	916.976	–	1.503	39
Companhia Petroquímica de Pernambuco S.A. - PetroquímicaSuape.....	100,00	1.792	1.791.520	–	1.404	(83)
Petrobras International Braspetro - PIB BV.....	88,12	6	2.837	–	969	557
Liquigás Distribuidora S.A. ....	100,00	581	8.145	–	848	1
Termomacaé Ltda. ....	99,99	634	634.015 (*)	–	796	189
Comperj Poliolefinas S.A. ....	100,00	651	65.108	–	651	–
Breitener Energética S.A. ....	93,66	592	484.490	–	508	30
INNOVA S.A. ....	100,00	307	57.600	5.748	431	68
Termoceaná Ltda. ....	100,00	275	275.226 (*)	–	343	64
Petrobras Comercializadora de Energia Ltda. - PBEN.....	99,91	217	216.852 (*)	–	257	25
Arembepe Energia S.A. ....	100,00	276	186.290.218	–	227	35
Baixada Santista Energia S.A. ....	100,00	297	297.136	–	217	(24)
Sociedade Fluminense de Energia Ltda. - SFE.....	99,99	56	55.556 (*)	–	153	117
Termomacaé Comercializadora de Energia Ltda. ....	100,00	78	77.599 (*)	–	147	87
5283 Participações Ltda. ....	100,00	1.423	1.422.603 (*)	–	115	66
Energética Camaçari Muriçy I Ltda. ....	71,60	98	120.835	–	101	47
Comperj Estirênicos S.A. ....	100,00	87	8.739	–	87	–
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FIL.....	99,00	1	117.127 (*)	–	(82)	(93)
Comperj MEG S.A. ....	100,00	77	7.696	–	77	–
Termobahia S.A. ....	98,85	312	52	–	61	20
Cordoba Financial Services GmbH.....	100,00	5	1 (**)	–	46	(1)
Cayman Cabiunas Investment Co. ....	100,00	–	100 (**)	25.500	43	21
Petrobras Negócios Eletrônicos S.A. - E-Petro.....	99,95	21	21.000	–	28	1
Companhia de Desenvolvimento de Plantas Utilidades S.A. - CDPU.....	80,00	25	25.001	–	24	–
Braspetro Oil Services Company - Brasoil.....	100,00	351	106.210	–	(14)	(244)
Companhia de Recuperação Secundária S.A. - CRSEC.....	100,00	–	43.456	–	9	–
Comperj Participações S.A. ....	100,00	22	2.150	–	(2)	(14)
Downstream Participações Ltda. ....	99,99	1	1.412 (*)	–	(1)	25
Braspetro Oil Company - BOC.....	100,00	–	1 (**)	–	–	–
<b>Controladas em conjunto</b>						
UTE Norte Fluminense S.A. ....	10,00	481	481.432	–	935	131
Termoaçu S.A. ....	76,87	700	699.737	–	740	19
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC.....	50,00	120	502.145	–	282	55
Logum Logística S.A. ....	20,00	300	430.556	–	212	(52)
Brasil PCH S.A. ....	49,00	109	94.188	14.844	166	48
Cia Energética Manauara S.A. ....	40,00	50	45.000	–	155	18
Ibiritermo S.A. ....	50,00	8	7.652	–	112	42
Petrocoque S.A. Indústria e Comércio.....	50,00	50	30.222	–	106	18
Brasympe Energia S.A. ....	20,00	26	260.000	–	79	3
Participações em Complexos Bioenergéticos S.A. - PCBIOS.....	50,00	63	62.850	–	62	–
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A. ....	33,20	32	5.158	15.296	57	12
METANOR S.A. - Metanol do Nordeste.....	34,54	67	98.693	197.386	45	(7)
Companhia de Coque Calcinado de Petróleo S.A. - COQUEPAR.....	45,00	62	62.056	–	45	(2)
Eólica Mangue Seco 4 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A. ....	49,00	40	39.918	–	42	1
Brentech Energia S.A. ....	30,00	30	25.901	–	40	13
Eólica Mangue Seco 3 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A. ....	49,00	39	38.911	–	38	(2)
Eólica Mangue Seco 2 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A. ....	51,00	35	35.353	–	35	(3)
Eólica Mangue Seco 1 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A. ....	49,00	35	35.433	–	34	(1)
GNL do Nordeste Ltda. ....	50,00	–	7.507 (*)	–	–	–
<b>Coligadas</b>						
Braskem S.A. ....	36,20	8.043	451.669	345.597	8.295 (***)	(972) (***)
Fundo de Investimento em Participações de Sondas.....	5,00	1.916	95.784 (*)	–	1.920	7
Sete Brasil Participações S.A. ....	5,00	2.021	101.050	–	1.872	(51)
UEG Araucária Ltda. ....	20,00	707	707.440 (*)	–	666	28
Deten Química S.A. ....	27,88	213	99.327.769	–	313	54
Energética SUAPE II.....	20,00	140	139.977	–	148	36
Termoelétrica Potiguar S.A. - TEP.....	20,00	37	11.259	–	84	(9)
Companhia Energética Potiguar S.A. ....	20,00	9	1	–	64	56
Nitroclor Ltda. ....	38,80	10	10.330 (*)	–	1	–
Bioenergética Britarumã S.A. ....	30,00	–	110	–	–	–

(\*) Quotas

(\*\*) Quantidade de ações em unidades

(\*\*\*) Dados relativos a 30.09.2012

### 10.2. Mutação dos investimentos (Controladora)

	Saldo em 31.12.2011	Aquisição e aporte de capital	Contribuição Adicional de Capital	Reorganizações societárias/ Redução de capital	Equivalência patrimonial	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Saldo em 31.12.2012
<b>Subsidiárias e controladas</b>								
PNBV.....	13.740	27	48	–	5.161	1.536	–	20.512
Refinaria Abreu e Lima.....	2.997	8.125	–	–	(555)	–	–	10.567
Petrobras Distribuidora.....	9.960	–	–	(971)	1.891	32	(688)	10.224
Gaspetro.....	10.574	262	36	(12)	1.539	–	(2.077)	10.322
Transpetro.....	3.146	359	–	–	669	17	(424)	3.767
PB Log.....	–	–	–	3.421	22	–	(8)	3.435
PBIO.....	1.477	683	(22)	–	(217)	(5)	–	1.916
Citepe.....	–	1.180	–	610	11	–	–	1.801
CLEP.....	1.473	–	–	–	39	–	(10)	1.502
PetroquímicaSuape.....	–	829	–	658	(83)	–	–	1.404
PIBBV.....	400	–	88	–	491	(126)	–	853
Liquigás.....	–	–	–	858	1	–	(11)	848
Termomacaé Ltda. ....	743	–	–	–	189	–	(137)	795
COMPERJ Poliolefinas.....	651	–	–	–	–	–	–	651
Breitener.....	30	433	(4)	–	17	–	–	476
INNOVA.....	377	–	–	–	68	–	(14)	431
Termoceaná.....	319	–	–	–	64	–	(40)	343
PBEN.....	270	–	–	–	25	–	(38)	257
Arembepe.....	–	186	–	–	37	–	–	223
Baixada Santista.....	241	–	–	–	(24)	–	–	217
Petroquisa.....	4.516	–	–	(4.516)	–	–	–	–
Downstream.....	1.124	2.300	–	(3.459)	35	–	–	–
<b>Outras Controladas.....</b>	<b>591</b>	<b>24</b>	<b>29</b>	<b>–</b>	<b>347</b>	<b>(8)</b>	<b>(123)</b>	<b>860</b>
<b>Controladas em Conjunto.....</b>	<b>1.051</b>	<b>4</b>	<b>–</b>	<b>207</b>	<b>114</b>	<b>–</b>	<b>(89)</b>	<b>1.287</b>
<b>Coligadas.....</b>	<b>1.643</b>	<b>185</b>	<b>(5)</b>	<b>2.139</b>	<b>(231)</b>	<b>24</b>	<b>(190)</b>	<b>3.565</b>
	<b>55.323</b>	<b>14.597</b>	<b>170</b>	<b>(1.065)</b>	<b>9.610</b>	<b>1.470</b>	<b>(3.849)</b>	<b>76.256</b>
						<b>2012</b>		<b>2011</b>
Subsidiárias, controladas em conjunto e coligadas.....						76.256		55.323
Ágio.....						3.180		3.056
Lucros não realizados da Controladora.....						(1.143)		(1.340)
Outros investimentos.....						195		200
<b>Total dos investimentos.....</b>						<b>78.488</b>		<b>57.239</b>

### 10.3. Investimentos (Consolidado)

	2012	2011
<b>Coligadas e Controladas em conjunto</b>		
Investimentos Petroquímicos.....	5.837	6.226
Distribuidoras de Gás.....	1.134	1.056
Guarani S.A. ....	985	847
Termoaçu S.A. ....	546	538
Petroritupano - Orielo.....	476	458
Nova Fronteira Bionergia S.A. ....	414	434
Petrowayu - La Concepción.....	394	330
Distrilec S.A. ....	84	216
Petrokariña - Mata.....	154	195
UEG Araucária.....	131	128
Transierra S.A. ....	142	122
Demais empresas coligadas e controladas em conjunto.....	1.936	1.468
	<b>12.233</b>	<b>12.018</b>
<b>Outros Investimentos.....</b>	<b>244</b>	<b>230</b>
	<b>12.477</b>	<b>12.248</b>

## Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

### 10.4. Investimentos em empresas com ações negociadas em bolsas

Empresa	Lote de mil ações		Tipo	Cotação em bolsa de valores (R\$ por ação)		Valor de mercado	
	2012	2011		2012	2011	2012	2011
<b>Controladas</b>							
Petrobras Argentina (*)	1.356.792	678.396	ON	1,41	2,70	<u>1.913</u>	<u>1.832</u>
						<u>1.913</u>	<u>1.832</u>
<b>Coligadas</b>							
Braskem	212.427	212.427	ON	9,60	11,78	2.039	2.502
Braskem	75.793	75.793	PNA	12,80	12,80	<u>970</u>	<u>970</u>
						<u>3.009</u>	<u>3.472</u>

(\*) Em 26 de setembro de 2012, a Petrobras Argentina S.A. realizou aumento do seu capital mediante a capitalização de reservas de lucros, conforme aprovado em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em conjunto com a Assembleia Geral Ordinária de Acionistas, em 29 de março de 2012. Esta capitalização foi efetivada com a emissão do total de 1.009.618.410 novas ações ordinárias classe B. Esta alteração não afetou o patrimônio líquido da companhia.

O valor de mercado para essas ações não reflete, necessariamente, o valor de realização de um lote representativo de ações.

### 10.5. Informações contábeis resumidas de controladas em conjunto e coligadas

A companhia investe em controladas em conjunto e coligadas no país e exterior, cujas atividades estão relacionadas a empresas petroquímicas, distribuidoras de gás, biocombustíveis, termoelétricas, refinarias e outras. As informações contábeis resumidas são as seguintes:

	2012			
	Controladas em conjunto		Coligadas	
	País	Exterior	País	Exterior
Ativo Circulante	4.333	1.581	14.710	5.559
Ativo Realizável a Longo Prazo	1.950	344	6.591	347
Imobilizado	6.478	4.721	24.219	4.141
Outros ativos não circulantes	2.911	134	9.181	7
	<u>15.672</u>	<u>6.780</u>	<u>54.701</u>	<u>10.054</u>
Passivo Circulante	4.255	2.660	14.139	4.643
Passivo não circulante	3.585	1.938	22.485	1.635
Patrimônio Líquido	7.742	1.656	17.989	3.776
Participação dos Acionistas não Controladores	90	526	88	-
	<u>15.672</u>	<u>6.780</u>	<u>54.701</u>	<u>10.054</u>
Receita Operacional Líquida	11.247	2.419	38.071	1.250
Lucro Líquido do Exercício	884	118	(860)	243
Percentual de Participação - %	10 a 83%	22 a 50%	5 a 43%	22 a 50%

### 11 IMOBILIZADO

#### 11.1. Por tipo de ativos

	Consolidado				Controladora	
	Terrenos, edificações e benfeitorias	Equipamentos e outros bens	Ativos em construção (*)	Gastos c/ exploração e desenv. Produção de petróleo e gás (campos produtores)	Total	Total
<b>Saldo em 1º de janeiro de 2011</b>	<b>8.756</b>	<b>97.174</b>	<b>138.578</b>	<b>36.229</b>	<b>280.737</b>	<b>189.912</b>
Adições	169	2.730	53.690	3.290	59.879	42.222
Constituição/revisão de estimativa de desmantelamento de áreas	-	-	-	2.532	2.532	2.382
Juros capitalizados	-	-	7.325	-	7.325	5.788
Combinação de negócios	-	-	24	-	24	-
Baixas	(41)	(421)	(2.221)	(581)	(3.264)	(2.258)
Transferências	4.205	31.283	(40.294)	12.394	7.588	2.221
Depreciação, amortização e depleção	(799)	(9.769)	-	(6.660)	(17.228)	(12.376)
Impairment - constituição	-	(91)	(276)	(391)	(758)	(473)
Impairment - reversão	3	27	-	66	96	61
Ajuste acumulado de conversão	66	3.548	1.733	839	6.186	-
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2011</b>	<b>12.359</b>	<b>124.481</b>	<b>158.559</b>	<b>47.718</b>	<b>343.117</b>	<b>227.479</b>
Custo	16.865	195.977	158.559	99.474	470.875	321.708
Depreciação, amortização e depleção acumulada	(4.506)	(71.496)	-	(51.756)	(127.758)	(94.229)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2011</b>	<b>12.359</b>	<b>124.481</b>	<b>158.559</b>	<b>47.718</b>	<b>343.117</b>	<b>227.479</b>
Adições	100	4.058	63.844	3.358	71.360	56.108
Constituição/revisão de estimativa de desmantelamento de áreas	-	-	-	10.719	10.719	10.481
Juros capitalizados	-	-	7.400	-	7.400	5.348
Combinação de negócios	169	370	4	-	543	-
Baixas	(11)	(119)	(5.232)	(215)	(5.577)	(5.151)
Transferências	4.946	48.679	(59.531)	13.550	7.644	879
Depreciação, amortização e depleção	(933)	(12.985)	-	(7.360)	(21.278)	(15.250)
Impairment - constituição	(42)	(366)	(77)	(307)	(792)	(294)
Impairment - reversão	-	91	276	133	500	224
Ajuste acumulado de conversão	96	2.763	1.635	586	5.080	-
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2012</b>	<b>16.684</b>	<b>166.972</b>	<b>166.878</b>	<b>68.182</b>	<b>418.716</b>	<b>279.824</b>
Custo	22.140	250.630	166.878	127.408	567.056	390.436
Depreciação, amortização e depleção acumulada	(5.456)	(83.658)	-	(59.226)	(148.340)	(110.612)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2012</b>	<b>16.684</b>	<b>166.972</b>	<b>166.878</b>	<b>68.182</b>	<b>418.716</b>	<b>279.824</b>
<b>Tempo de vida útil médio ponderado em anos</b>	<b>25 (25 a 40)</b>	<b>20 (3 a 31)</b>		Método da unidade produzida		
	(exceto terrenos)	(**)				

(\*) Inclui ativos de exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás.

(\*\*) Contempla ativos depreciados pelo método das unidades produzidas.

Em 31 de dezembro de 2012, o imobilizado do Consolidado e da Controladora inclui bens decorrentes de contratos de arrendamento que transferiram os benefícios, riscos e controles no montante de R\$ 208 e de R\$ 10.287, respectivamente (R\$ 178 e R\$ 10.921 em 31 de dezembro de 2011).

#### 11.2. Abertura por tempo de vida útil estimada - Consolidado

Vida útil estimada	Edificações e benfeitorias, equipamentos e outros bens		
	Custo	Depreciação Acumulada	Saldo em 31 de dezembro de 2012
até 5 anos	10.953	(6.474)	4.479
6 - 10 anos	41.172	(18.703)	22.469
11 - 15 anos	4.033	(1.709)	2.324
16 - 20 anos	69.204	(18.037)	51.167
21 - 25 anos	50.961	(13.760)	37.201
25 - 30 anos	48.107	(7.542)	40.565
30 anos em diante	5.598	(3.229)	2.369
Método da Unidade Produzida	41.104	(19.660)	21.444
	<u>271.132</u>	<u>(89.114)</u>	<u>182.018</u>
Edificações e benfeitorias	20.502	(5.456)	15.046
Equipamentos e outros bens	250.630	(83.658)	166.972

#### 11.3. Redução ao valor recuperável de ativos

##### Impairment

A avaliação de recuperabilidade dos ativos resultou no reconhecimento de perdas por impairment, que estão relacionadas, principalmente, a campos de produção de petróleo e gás natural no Brasil (R\$ 294), que encontram-se no estágio de maturidade de sua vida útil, e à revisão das projeções do fluxo de caixa da Refinaria de Pasadena (R\$ 464).

A alteração de determinados fatores, que motivaram o reconhecimento de perdas estimadas por desvalorização em períodos anteriores, resultou na reversão de impairment relacionado a campos de petróleo e gás natural no Brasil (R\$ 224) e ao Complexo Petroquímico de Suape (R\$ 276).

### 12 INTANGÍVEL

#### 12.1. Por tipo de ativos

	Consolidado			Controladora	
	Direitos e Concessões	Adquiridos internamente	Ágio com expectativa de rentabilidade futura goodwill	Total	Total
<b>Saldo em 1º de janeiro de 2011</b>	<b>78.310</b>	<b>320</b>	<b>1.361</b>	<b>906</b>	<b>77.905</b>
Adição	678	110	336	19	1.143
Aquisição por combinação de negócios	-	-	-	4	4
Juros capitalizados	-	-	36	-	36
Baixa	(273)	(5)	(12)	-	(290)
Transferências	(92)	19	(36)	(4)	(113)
Amortização	(44)	(113)	(341)	-	(498)
Impairment - constituição	(2)	-	-	-	(2)
Ajuste acumulado de conversão	227	6	-	24	257
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2011</b>	<b>78.804</b>	<b>337</b>	<b>1.344</b>	<b>949</b>	<b>77.709</b>
Custo	79.525	1.361	2.837	949	84.672
Amortização acumulada	(721)	(1.024)	(1.493)	-	(3.238)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2011</b>	<b>78.804</b>	<b>337</b>	<b>1.344</b>	<b>949</b>	<b>77.709</b>
Adição	179	141	286	-	606
Juros capitalizados	-	-	30	-	30
Baixa	(229)	(3)	(6)	-	(238)
Transferências	(166)	23	(198)	(28)	(369)
Amortização	(91)	(119)	(278)	-	(488)
Impairment - reversão	12	-	-	-	12
Ajuste acumulado de conversão	193	7	-	20	220
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2012</b>	<b>78.702</b>	<b>386</b>	<b>1.178</b>	<b>941</b>	<b>81.207</b>
Custo	79.533	1.463	2.950	941	84.887
Amortização acumulada	(831)	(1.077)	(1.772)	-	(3.680)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2012</b>	<b>78.702</b>	<b>386</b>	<b>1.178</b>	<b>941</b>	<b>81.207</b>
Tempo de vida útil estimado - anos	(*)	5	5	Indefinida	

(\*) ver nota explicativa 4.7 (Ativo Intangível)

#### 12.2. Direito de exploração de petróleo - Cessão onerosa

Em 31 de dezembro de 2012, o ativo intangível da companhia inclui o montante de R\$ 74.808 vinculado ao Contrato de Cessão Onerosa, que foi celebrado em 2010 entre a Petrobras, a União (cedente) e a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP (reguladora e fiscalizadora), referente ao direito de exercer atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos localizados em blocos na área do Pré-Sal (Franco, Florim, Nordeste de Tupi, Entorno de Iara, Sul de Guará e Sul de Tupi), limitado à produção de cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo em até 40 anos, renováveis por mais cinco sob determinadas condições.

O contrato estabelece que na declaração de comercialidade das reservas haverá revisão de volumes e preços, que deverá ter como base laudos técnicos independentes.

Caso a revisão determine que os direitos adquiridos alcancem um valor maior que o inicialmente pago, a companhia poderá pagar a diferença à União ou reduzir proporcionalmente o volume total de barris adquiridos nos termos do contrato. Se a revisão determinar que os direitos adquiridos resultem em valor menor que o inicialmente pago pela companhia, a União reembolsará a diferença, em moeda corrente ou títulos, sujeito às leis orçamentárias.

Quando os efeitos da referida revisão tornarem-se prováveis e mensuráveis, a companhia efetuará os respectivos ajustes nos preços de aquisição.

Adicionalmente, o contrato prevê um programa exploratório obrigatório para cada um dos blocos e compromissos mínimos de aquisição de bens e serviços de fornecedores brasileiros nas fases de exploração e desenvolvimento da produção, os quais serão objeto de comprovação junto à ANP. No caso de descumprimento, a ANP poderá aplicar sanções administrativas e pecuniárias, conforme regras previstas no contrato.

Em 2012, em conformidade com o programa exploratório obrigatório, a companhia concluiu a perfuração de 4 poços na área da cessão onerosa, cujos resultados comprovaram a potencialidade da área. A Petrobras dará continuidade às atividades e investimentos previstos no contrato.

#### 12.3. Devolução à ANP de áreas na fase de exploração

No exercício de 2012, os direitos sobre os blocos exploratórios devolvidos para a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP totalizaram R\$ 221 (R\$ 158 em 2011) e são os seguintes:

##### • Blocos - Concessão exclusiva da Petrobras:

- Bacia do Espírito Santo: ES-M-466;
- Bacia de Santos: S-M-415, S-M-675; S-M-506; S-M-1358; S-M-1482; BM-S-17;
- Bacia do Potiguar: POT-T-515; POT-T-560; POT-T-600; POT-T-602;
- Bacia de Sergipe Alagoas: SEAL-T-252 e SEAL-T-253;
- Bacia do Recôncavo Baiano: REC-T-209.

##### • Blocos em parceria (devolvidos pela Petrobras ou pelos seus operadores):

- Bacia de Campos: C-M-103; C-M-151;
- Bacia do Espírito Santo: ES-T-410;
- Bacia de Santos: S-M-330, S-M-322; S-M-508, S-M-1476; BM-S-22;
- Bacia do Potiguar: POT-T-608; POT-T-556, POT-T-601; POT-T-564;
- Bacia Marítima do Potiguar: BM-POT-13;
- Bacia Pará-Maranhão: PAMA-M-187.

#### 12.4. Devolução à ANP de campos de petróleo e gás natural, operados pela Petrobras

Durante o exercício de 2012, não houve devolução de campos à ANP.

#### 12.5. Concessão de serviços de distribuição de gás natural canalizado

Em 31 de dezembro de 2012, o ativo intangível inclui contratos de concessão de distribuição de gás natural canalizado no Brasil no total de R\$ 498, com prazos de vencimentos entre 2029 e 2043, podendo ser prorrogado. As concessões preveem a distribuição para os setores industrial, residencial, comercial, veicular, climatização, transportes e outros.

A remuneração pela prestação de serviços consiste, basicamente, na combinação de custos e despesas operacionais e remuneração do capital investido. As tarifas cobradas pelo volume de gás distribuído estão sujeitas a reajustes e revisões periódicas com o órgão regulador estadual.

Ao final das concessões, os contratos preveem indenização à companhia dos investimentos vinculados a bens reversíveis, conforme levantamentos, avaliações e liquidações a serem realizadas com o objetivo de determinar o valor.

### 13 ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E AVALIAÇÃO DE RESERVA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

As atividades de exploração e avaliação abrangem a busca por reservas de petróleo e gás natural desde a obtenção dos direitos legais para explorar uma área específica até a declaração da viabilidade técnica e comercial das reservas.

As movimentações dos custos capitalizados relativos aos poços exploratórios e os saldos dos valores pagos pela obtenção dos direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural, ambos diretamente relacionados à atividades exploratórias em reservas não provadas, são apresentadas na tabela a seguir:

	Consolidado	
	2012	2011
<b>Imobilizado</b>		
<b>Saldo em 1º de janeiro</b>	18.983	12.899
Adições	12.982	10.485
Baixas	(5.439)	(2.334)
Transferências	(5.137)	(2.698)
Ajustes acumulados de conversão	371	630
<b>Saldo em 31 de dezembro</b>	<b>21.760</b>	<b>18.983</b>
<b>Intangível (**)</b>	<b>77.588</b>	<b>78.167</b>
<b>Total dos Custos Exploratórios Reconhecidos no Ativo</b>	<b>99.348</b>	<b>97.150</b>

(\*) Líquido de valores capitalizados e subsequentemente baixados como despesas no mesmo período.

(\*\*) Saldos decorrentes principalmente dos direitos de exploração vinculados ao contrato de Cessão onerosa, conforme descrito na nota 12.2.

Os custos exploratórios reconhecidos no resultado e os fluxos de caixa vinculados às atividades de avaliação e exploração de petróleo e gás natural estão demonstrados abaixo:

	Consolidado	
	2012	2011
Despesas com geologia e geofísica	1.994	1.723
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura)	5.628	2.504
Outras despesas exploratórias	175	170
<b>Total das despesas</b>	<b>7.797</b>	<b>4.397</b>
<b>Caixa utilizado nas atividades</b>	<b>Consolidado</b>	<b>Consolidado</b>
	<b>2012</b>	<b>2011</b>
Operacionais	2.226	1.856
Investimentos	12.982	10.485
	<u>15.208</u>	<u>12.341</u>

**Petróleo Brasileiro S.A.**

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

**13.1. Tempo de capitalização**

O quadro a seguir apresenta os custos e o número de poços exploratórios capitalizados por tempo de existência, considerando a data de conclusão das atividades de perfuração. Demonstra, ainda, o número de projetos para os quais os custos de poços exploratórios estejam capitalizados por prazo superior a um ano:

	Consolidado	
	2012	2011
Custos de prospecção capitalizados até um ano .....	8.621	5.939
Custos de prospecção capitalizados acima de um ano .....	<u>13.139</u>	<u>13.044</u>
Saldo final .....	<u>21.760</u>	<u>18.983</u>
<b>Número de projetos cujos custos de prospecção foram capitalizados por prazo superior a um ano .....</b>	<b>145</b>	<b>99</b>
	<b>Em milhões (R\$)</b>	<b>Número de poços</b>
2011 .....	4.523	62
2010 .....	2.214	24
2009 .....	2.069	34
2008 .....	1.205	11
2007 e anos anteriores .....	<u>3.128</u>	<u>18</u>
<b>Saldo Total .....</b>	<b><u>13.139</u></b>	<b><u>149</u></b>

(\* Não contempla os custos para obtenção de direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural.

Do total de R\$ 13.139 para 145 projetos que incluem poços em andamento por mais de um ano desde a conclusão das atividades de perfuração, aproximadamente R\$ 3.558 referem-se a poços localizados em áreas em que há atividades de perfuração já em andamento ou firmemente planejadas para o futuro próximo e aproximadamente R\$ 9.284 foram incorridos em custos referentes às atividades necessárias à avaliação das reservas e o possível desenvolvimento das mesmas.

**14 FORNECEDORES**

	Consolidado		Controladora	
	2012	2011	2012	2011
<b>Passivo circulante</b>				
Terceiros				
País .....	13.306	12.259	10.868	9.252
Exterior .....	10.430	9.159	2.994	3.016
Partes relacionadas (Nota 17.1) .....	<u>1.039</u>	<u>834</u>	<u>13.056</u>	<u>10.333</u>
	<b><u>24.775</u></b>	<b><u>22.252</u></b>	<b><u>26.918</u></b>	<b><u>22.601</u></b>

**15 FINANCIAMENTOS**

	Consolidado				Controladora			
	Circulante		Não Circulante		Circulante		Não Circulante	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
<b>No exterior</b>								
Instituições financeiras .....	9.428	13.641	51.406	37.590	109	344	14.236	13.163
Obrigações ao portador - Notes, Global Notes e Bonds .....	2.514	803	63.413	39.441	1.509	-	913	2.182
Trust Certificates - Senior/Junior .....	-	-	-	5	-	-	-	-
Operações de mútuo (Nota 17.1) .....	-	-	-	-	-	-	21.762	-
Pré-pagamento de exportação (Nota 17.1) .....	-	-	-	-	4.033	-	-	-
Outros .....	500	12	5	190	-	-	-	-
	<b><u>12.442</u></b>	<b><u>14.456</u></b>	<b><u>114.824</u></b>	<b><u>77.226</u></b>	<b><u>5.651</u></b>	<b><u>344</u></b>	<b><u>36.911</u></b>	<b><u>15.345</u></b>
<b>No País</b>								
Notas de Crédito à Exportação .....	291	135	12.795	12.982	275	135	12.795	12.982
BNDES .....	1.714	1.719	44.111	37.385	361	303	16.193	10.224
Debêntures .....	286	1.853	705	993	72	1.700	100	167
FINAME .....	69	79	666	731	69	79	666	731
Cédula de Crédito Bancário .....	102	51	3.606	3.606	31	52	3.606	3.606
Cessão de direitos creditórios não performados - FIDC-NP (Nota 17.2) .....	-	-	-	-	9.060	9.639	-	-
Outros .....	379	591	4.111	3.482	-	-	-	-
	<b><u>2.841</u></b>	<b><u>4.428</u></b>	<b><u>65.994</u></b>	<b><u>59.179</u></b>	<b><u>9.868</u></b>	<b><u>11.908</u></b>	<b><u>33.360</u></b>	<b><u>27.710</u></b>
	<b><u>15.283</u></b>	<b><u>18.884</u></b>	<b><u>180.818</u></b>	<b><u>136.405</u></b>	<b><u>15.519</u></b>	<b><u>12.252</u></b>	<b><u>70.271</u></b>	<b><u>43.055</u></b>
Juros sobre financiamentos .....	2.081	1.648	-	-	606	514	-	-
Parcela circulante dos financiamentos de longo prazo (principal) .....	5.711	6.921	-	-	1.820	2.099	-	-
Financiamentos de curto prazo .....	<u>7.491</u>	<u>10.315</u>	-	-	<u>13.093</u>	<u>9.639</u>	-	-
	<b><u>15.283</u></b>	<b><u>18.884</u></b>			<b><u>15.519</u></b>	<b><u>12.252</u></b>		

**15.1. Vencimentos do principal e juros dos financiamentos no passivo não circulante**

	2012	
	Consolidado	Controladora
2014 .....	8.535	2.746
2015 .....	14.560	3.317
2016 .....	27.924	13.887
2017 .....	19.186	7.129
2018 em diante .....	<u>110.613</u>	<u>43.192</u>
<b>Total .....</b>	<b><u>180.818</u></b>	<b><u>70.271</u></b>

**15.2. Taxas de juros dos financiamentos no passivo não circulante**

	Consolidado		Controladora	
	2012	2011	2012	2011
<b>No exterior</b>				
Até 4% .....	65.022	41.491	14.233	14.476
De 4,01 a 6% .....	28.135	17.711	20.304	233
De 6,01 a 8% .....	20.263	15.729	2.374	636
Acima de 8% .....	<u>1.404</u>	<u>2.295</u>	-	-
	<b><u>114.824</u></b>	<b><u>77.226</u></b>	<b><u>36.911</u></b>	<b><u>15.345</u></b>
<b>No País</b>				
Até 6% .....	6.916	5.383	889	465
De 6,01 a 8% .....	33.740	32.311	10.513	9.559
De 8,01 a 10% .....	24.220	3.621	21.908	1.098
Acima de 10% .....	<u>1.118</u>	<u>17.864</u>	<u>50</u>	<u>16.588</u>
	<b><u>65.994</u></b>	<b><u>59.179</u></b>	<b><u>33.360</u></b>	<b><u>27.710</u></b>
	<b><u>180.818</u></b>	<b><u>136.405</u></b>	<b><u>70.271</u></b>	<b><u>43.055</u></b>

**15.3. Saldos por moedas no passivo não circulante**

	Consolidado		Controladora	
	2012	2011	2012	2011
Dólar norte-americano .....	98.714	68.012	29.166	14.451
Real .....	37.622	32.882	24.143	19.233
Real indexado ao dólar norte-americano .....	28.063	25.942	10.130	9.299
Euro .....	10.492	4.681	5.371	-
Libra esterlina .....	3.706	1.991	1.461	-
Iene .....	<u>2.221</u>	<u>2.897</u>	-	<u>72</u>
	<b><u>180.818</u></b>	<b><u>136.405</u></b>	<b><u>70.271</u></b>	<b><u>43.055</u></b>

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial e o valor justo dos empréstimos de longo prazo estão divulgados nas notas 30 e 31, respectivamente.

**15.4. Taxa média ponderada da capitalização de juros**

A taxa média ponderada dos encargos financeiros da dívida utilizada para capitalização de juros sobre o saldo de ativos em construção foi de 4,5% a.a. em 2012 (4,6% a.a. em 2011).

**15.5. Captações**

Os empréstimos e financiamentos se destinam, principalmente, ao desenvolvimento de projetos de produção de óleo e gás, à construção de navios e de dutos, bem como à ampliação de unidades industriais.

As principais captações de longo prazo realizadas em 2012 estão demonstradas a seguir:

**a) No exterior**

Empresa	Data	Valor	Vencimento	Descrição
PifCo	fev/12	12.029	2015, 2017, 2021, 2041	Global notes emitidos de US\$ 1,250 milhões, US\$ 1,750 milhões, US\$ 2,750 milhões e US\$ 1,250 milhões com cupom de 2,875%, 3,500%, 5,375% e 6,750%, respectivamente.
PNBV	abr/12 a jun/12	3.612	2018, 2019 e 2023	Empréstimos no montante de US\$ 1,879 milhões com os bancos Morgan Stanley Bank, JP Morgan Chase, Citibank Internacional PLC, e HSBC Bank PLC - Libor mais juros de mercado.
PNBV	ago/12 a set/12	3.043	2019	Empréstimos no montante de US\$ 1,500 milhões com os bancos Export Development Canadá e HSBC Holdings PLC - Libor mais juros de mercado.
PGT BV	set/12	3.043	2017 e 2018	Empréstimos no montante de US\$ 1,500 milhões com os bancos Banco do Brasil S/A e Citibank N.A. - Libor mais juros de mercado.
PGT BV	out/12 e dez/12	3.072	2017 e 2018	Empréstimo no montante de US\$ 1,000 milhão e US\$ 500 milhões com os bancos Bank of America e Standard Chartered - Libor mais juros de mercado.
PGF BV	out/12	5.227	2019 e 2023	Emissão de Global Notes € 1,300 milhões e € 700 milhões com cupom de juros de 3,25% a.a. e 4,25% a.a. respectivamente.
PGF BV	out/12	1.472	2029	Emissão de Global Notes € 450 milhões com cupom de juros de 5,375% a.a.
		<b><u>31.498</u></b>		

**b) No país**

Empresa	Data	Valor	Vencimento	Descrição
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística	jan/12	409	2023, 2026 e 2028	Emissão de certificados de recebíveis imobiliários para construção de um laboratório e um prédio administrativo - IPCA + spread médio de 5,3% a.a.
Fundo de Investimento Imobiliário FCM	mai/12	514	2025 e 2032	Emissão de certificados recebíveis imobiliários para construção dos ativos dos projetos Porto Nacional e Porto Cruzeiro do Sul - IPCA mais 4,0933% a.a. e 4,9781% a.a.
Petrobras	jul/12 e set/12	4.215	2015 e 2022	Empréstimos obtidos junto ao BNDES para modernização do parque de refino e outros projetos de infraestrutura, assim como de pesquisa e desenvolvimento e de modernização e ampliação de parque tecnológico.
Petrobras	nov/12 e dez/12	714	2015, 2024 e 2026	Empréstimos obtidos junto ao BNDES para modernização do parque de refino, construção de um terminal de regaseificação de gás natural e implantação de unidade industrial para produção de fertilizantes nitrogenados.
		<b><u>5.852</u></b>		

**15.6. Captações - Saldo a utilizar****a) No exterior**

Empresa	Agência	Valor em US\$ milhões		
		Contratado	Utilizado	Saldo a utilizar
PNBV .....	Citibank International PLC	686	549	137
PNBV .....	HSBC Bank PLC	1.000	173	827
Petrobras ....	Japan Bank for International Cooperation (JBIC)	600	-	600
Petrobras ....	The Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, Ltd (BTMU) *	400	-	400

(\* O Japan Bank for International Cooperation (JBIC) proverá as garantias parciais caso esses recursos venham a ser utilizados.

**b) No país**

Empresa	Agência	Contratado	Utilizado	Saldo a utilizar
Transpetro(*) .....	BNDES, Banco do Brasil e CEF	10.004	1.265	8.739
PB-LOG .....	BNDES	1.109	285	824
Petrobras .....	BNDES	10.375	4.929	5.446
Liquigas .....	BNDES	114	83	31

(\*) Foram assinados contratos de compra e venda de 49 navios e 20 comboios com 6 estaleiros nacionais no montante de R\$ 11.116, sendo 90% financiados pelo BNDES, Banco do Brasil e Caixa Econômica Federal - CEF.

**15.7. Garantias**

As instituições financeiras não requerem garantias à Petrobras. Existem financiamentos concedidos pelo BNDES que estão garantidos pelos bens financiados.

Os empréstimos obtidos por Sociedades de Propósitos Específicos - SPE estão garantidos pelos próprios ativos dos projetos, bem como penhor de direitos creditórios e ações das SPE.

**16 ARRENDAMENTOS MERCANTIS****16.1. Recebimentos/pagamentos mínimos de arrendamento mercantil financeiro (com transferência de benefícios, riscos e controles)**

	2012		
	Consolidado	Controladora	
	Recebimentos Mínimos	Pagamentos Mínimos	Pagamentos Mínimos
2013 .....	385	43	2.244
2014 - 2017 .....	1.482	177	5.126
2018 em diante .....	<u>4.221</u>	<u>350</u>	<u>2.436</u>
<b>Recebimentos/pagamentos de compromissos estimados .....</b>	<b>6.088</b>	<b>570</b>	<b>9.806</b>
Menos montante dos juros anuais .....	(2.826)	(357)	(2.044)
<b>Valor presente dos recebimentos/pagamentos mínimos .....</b>	<b><u>3.262</u></b>	<b><u>213</u></b>	<b><u>7.762</u></b>
Circulante .....	123	37	1.741
Não circulante .....	<u>3.139</u>	<u>176</u>	<u>6.021</u>
<b>Em 31 de dezembro de 2012 .....</b>	<b><u>3.262</u></b>	<b><u>213</u></b>	<b><u>7.762</u></b>
Circulante .....	225	82	1.922
Não circulante .....	<u>2.848</u>	<u>183</u>	<u>7.422</u>
<b>Em 31 de dezembro de 2011 .....</b>	<b><u>3.073</u></b>	<b><u>265</u></b>	<b><u>9.344</u></b>

**16.2. Pagamentos mínimos de arrendamento mercantil operacional (sem transferência de benefícios, riscos e controles)**

	2012	
	Consolidado	Controladora
2013 .....	34.174	40.218
2014 - 2017 .....	72.162	94.257
2018 em diante .....	<u>60.383</u>	<u>114.510</u>
<b>Em 31 de dezembro de 2012 .....</b>	<b><u>166.719</u></b>	<b><u>248.985</u></b>
<b>Em 31 de dezembro de 2011 .....</b>	<b><u>104.132</u></b>	<b><u>193.880</u></b>

No exercício de 2012, a companhia pagou um montante de R\$ 20.443 no Consolidado (R\$ 27.146 na Controladora) reconhecido como despesa do período.

**17 PARTES RELACIONADAS****17.1. Transações comerciais e outras operações**

As operações comerciais da Petrobras com suas subsidiárias, controladas, sociedades de propósito específico e coligadas são efetuadas a preços e condições normais de mercado. No decorrer dos exercícios findos em 2012 e 2011, não foram registradas quaisquer perdas estimadas.

**17.1.1. Por operação**

	Controladora						
	2012						
	Resul-tado	Ativo Cir-culante	Passivo Não cir-culante	Total	Cir-culante	Não cir-culante	Total
<b>Resultado</b>							
Receitas, principalmente de vendas .....	126.195						
Variações monetárias e cambiais							
líquidas .....	(1.957)						
Receitas (despesas) financeiras líquidas ....	(1.099)						
<b>Ativo</b>							
Contas a receber .....	<b>9.191</b>	<b>6.886</b>	<b>16.077</b>				
Contas a receber, principalmente por vendas .....	7.755	-	7.755				
Dividendos a receber .....	1.001	-	1.001				
Operações de mútuo .....	-	4.585	4.585				
Adiantamento para aumento de capital .....	-	1.150	1.150				
Valores vinculados à construção de gasoduto .....	-	741	741				
Ressarcimento a receber .....	-	302	302				
Outras operações .....	435	108	543				
<b>Passivo</b>							

# Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

## 17.1.2. Por empresa

	Controladora							
	2012							
	Ativo			Passivo				
Resul- tado	Cir- culante	Não cir- culante	Total	Cir- culante	Não cir- culante	Total		
<b>Subsidiárias e controladas (*)</b>								
BR Distribuidora.....	74.034	3.130	19	3.149	(298)	(19)	(317)	
PIB-BV Holanda.....	20.084	1.266	4.381	5.647	(10.235)	(22.675)	(32.910)	
Gaspetro.....	6.918	1.418	741	2.159	(1.755)	-	(1.755)	
PB-LOG.....	2.005	204	-	204	(292)	-	(292)	
Transpetro.....	581	306	-	306	(656)	-	(656)	
Refinaria Abreu e Lima.....	341	228	591	819	-	-	-	
Termoelétricas.....	162	284	228	512	(99)	(706)	(805)	
Breitener Energética.....	85	-	45	45	-	-	-	
PNBV.....	100	13	18	31	(1.954)	-	(1.954)	
Brasoil.....	(227)	447	6	453	(10)	-	(10)	
PIFCo.....	(262)	7	3	10	(2.901)	-	(2.901)	
Outras Controladas.....	2.865	911	715	1.626	(965)	(886)	(1.851)	
	<b>106.686</b>	<b>8.214</b>	<b>6.747</b>	<b>14.961</b>	<b>(19.165)</b>	<b>(24.286)</b>	<b>(43.451)</b>	
<b>Sociedade de Propósito Específico</b>								
Nova Transportadora do								
Nordeste - NTN.....	15	344	50	394	(280)	(661)	(941)	
CDMPI.....	(60)	-	-	-	(289)	(1.998)	(2.287)	
Nova Transportadora do								
Sudeste - NTS.....	(60)	317	3	320	(245)	(639)	(884)	
PDET Off Shore.....	(74)	-	62	62	(310)	(1.083)	(1.393)	
Demais SPE's.....	-	-	20	20	-	-	-	
	(179)	661	135	796	(1.124)	(4.381)	(5.505)	
<b>Coligadas</b>								
Empresas do Setor Petroquímico.....	16.617	304	-	304	(109)	(63)	(172)	
Outras Coligadas.....	15	12	4	16	(80)	-	(80)	
	<b>16.632</b>	<b>316</b>	<b>4</b>	<b>320</b>	<b>(189)</b>	<b>(63)</b>	<b>(252)</b>	
	<b>123.139</b>	<b>9.191</b>	<b>6.886</b>	<b>16.077</b>	<b>(20.478)</b>	<b>(28.730)</b>	<b>(49.208)</b>	

(\*) Inclui suas controladas e grupo de controladas em conjunto.

## 17.1.3. Taxas de operações de mútuo

As operações de mútuo são realizadas de acordo com as condições de mercado e legislação aplicável, conforme a seguir:

	Controladora			
	Ativo		Passivo	
	2012	2011	2012	2011
Até 7%.....	4.307	9.103	(14.930)	-
De 7,01% a 10%.....	-	-	(6.832)	-
De 10,01% a 13%.....	1	276	-	-
Acima de 13%.....	277	529	-	-
	<b>4.585</b>	<b>9.908</b>	<b>(21.762)</b>	<b>-</b>

## 17.2. Fundo de investimento em direitos creditórios não padronizados - FIDC-NP

A Controladora mantém recursos investidos no FIDC-NP que são destinados preponderantemente à aquisição de direitos creditórios performados e/ou não performados de operações realizadas por subsidiárias e controladas do Sistema Petrobras.

Os valores investidos em títulos públicos do FIDC-NP estão registrados em caixa e equivalentes de caixa ou títulos e valores mobiliários, em função dos seus respectivos prazos de realização.

Os encargos financeiros a apropriar sobre as operações de venda de direitos creditórios performados e/ou não performados estão registrados como outros ativos circulantes.

As cessões de direitos creditórios performados estão classificadas como outros ativos circulantes, enquanto não compensados. As cessões de direitos creditórios não performados estão registradas como financiamentos no passivo circulante.

	Controladora	
	2012	2011
	Aplicações financeiras.....	79
Títulos e valores mobiliários.....	2.370	6.840
Encargos financeiros a apropriar.....	86	153
Cessões de direitos performados.....	(1.154)	(681)
<b>Total classificado no ativo circulante.....</b>	<b>1.381</b>	<b>8.786</b>
Cessões de direitos não performados.....	(9.060)	(9.639)
<b>Total classificado no passivo circulante.....</b>	<b>(9.060)</b>	<b>(9.639)</b>
Receita Financeira FIDC-NP.....	802	210
Despesa Financeira FIDC-NP.....	(1.217)	(1.202)
<b>Resultado financeiro.....</b>	<b>(415)</b>	<b>(992)</b>

## 17.3. Garantias concedidas

A Petrobras tem como procedimento conceder garantias às subsidiárias e controladas para algumas operações financeiras realizadas no exterior.

As garantias oferecidas pela Petrobras são efetuadas com base em cláusulas contratuais que suportam as operações financeiras entre as subsidiárias/controladas e terceiros, garantindo a compra da dívida em caso de inadimplência por parte das subsidiárias e controladas.

As operações financeiras realizadas por estas subsidiárias e garantidas pela Petrobras apresentam os seguintes saldos a liquidar:

Data de Vencimento das Operações	2012							2011	
	PifCo	PNBV	TAG	Ref. Abreu e Lima	PGF	PGT	Outros	Total	Total
2012.....	-	-	-	-	-	-	-	-	8.003
2013.....	3.830	3.109	-	-	-	-	-	6.939	782
2014.....	1.106	401	-	-	-	-	-	1.507	1.612
2015.....	2.554	2.438	-	-	-	-	-	4.992	2.264
2016.....	8.384	3.635	-	-	-	-	-	12.019	11.213
2017.....	4.107	2.500	-	-	-	-	613	7.220	3.468
2018 em diante.....	41.154	21.872	11.825	10.647	6.877	6.130	511	99.016	67.025
	<b>61.135</b>	<b>33.955</b>	<b>11.825</b>	<b>10.647</b>	<b>6.877</b>	<b>6.130</b>	<b>1.124</b>	<b>131.693</b>	<b>94.367</b>

## 17.4. Fundo de investimento no exterior de subsidiárias

Em 31 de dezembro de 2012, a subsidiária PGT BV mantinha recursos investidos em fundo de investimento no exterior, que detinha, entre outros, títulos de dívidas de outras empresas consolidadas pela Petrobras, relacionados principalmente aos projetos Gasene, Malhas, CLEP e Marlim Leste (P-53), equivalentes a R\$ 15.561 (R\$ 14.527 em 31 de dezembro de 2011, mantidos pela PifCo e Brasoil).

## 17.5. Transações com controladas em conjunto, coligadas, entidades governamentais e fundos de pensão

As transações significativas resultaram nos seguintes saldos:

	Consolidado			
	2012		2011	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
<b>Controladas em conjunto e coligadas.....</b>	<b>1.593</b>	<b>1.220</b>	<b>1.549</b>	<b>783</b>
Distribuidoras de gás.....	912	442	876	355
Braskem e suas controladas.....	311	222	163	134
Outras empresas controladas em conjunto e coligadas.....	370	556	510	294
<b>Entidades governamentais e fundos de pensão.....</b>	<b>49.933</b>	<b>71.334</b>	<b>42.922</b>	<b>68.063</b>
Títulos Governamentais.....	36.959	-	26.486	-
Banco do Brasil S.A. (BB).....	1.979	9.010	2.937	11.822
Depósitos vinculados para processos judiciais (CEF e BB).....	5.453	-	3.443	-
Setor Elétrico (nota 17.6).....	3.958	-	3.672	-
Contas petróleo e álcool - créditos junto a União Federal (nota 17.7).....	835	-	832	-
BNDES.....	7	47.868	7	40.891
Caixa Econômica Federal (CEF).....	-	8.262	5.130	8.184
Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).....	-	3.957	-	3.869
União Federal - Dividendos.....	-	977	-	1.119
Petros (Fundo de Pensão).....	-	334	-	353
Outros.....	742	926	415	1.825
	<b>51.526</b>	<b>72.554</b>	<b>44.471</b>	<b>68.846</b>

Os saldos estão classificados no Balanço Patrimonial conforme a seguir:

	Consolidado			
	2012		2011	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
<b>Ativo Circulante.....</b>	<b>41.594</b>	<b>32.134</b>		
Caixa e equivalente de caixa.....	17.407	12.079		
Títulos e valores mobiliários.....	21.310	16.785		
Contas a receber, líquidas.....	2.802	3.136		
Outros ativos circulantes.....	75	134		
<b>Não Circulante.....</b>	<b>9.932</b>	<b>12.337</b>		
Conta petróleo e álcool - STN.....	835	832		
Títulos e valores mobiliários.....	274	5.638		
Depósitos judiciais.....	5.453	3.443		
Outros ativos realizáveis a longo prazo.....	3.370	2.424		
<b>Passivo Circulante.....</b>	<b>10.827</b>	<b>11.677</b>		
Financiamentos.....	2.959	4.726		
Dividendos propostos.....	2.445	1.848		
Outros passivos circulantes.....	5.423	5.103		
<b>Não Circulante.....</b>	<b>61.727</b>	<b>57.169</b>		
Financiamentos.....	61.333	56.786		
Outros passivos não circulantes.....	394	383		
	<b>51.526</b>	<b>72.554</b>	<b>44.471</b>	<b>68.846</b>

## 17.6. Recebíveis do setor elétrico

Em 31 de dezembro de 2012, a companhia possuía recebíveis do setor elétrico no total de R\$ 3.958 (R\$ 3.672 em 31 de dezembro de 2011), dos quais R\$ 3.351 foram classificados no ativo não circulante após negociações realizadas ao longo do exercício.

A companhia fornece combustível para usinas de geração termoelétrica, controladas diretas ou indiretas da Eletrobras, localizadas na região Norte do País. Parte dos custos do fornecimento de combustível para essas térmicas são suportados pelos recursos da Conta de Consumo de Combustível - CCC, gerenciada pela Eletrobras.

A companhia também fornece combustível para os Produtores Independentes de Energia - PIE, empresas criadas com a finalidade de produzir energia exclusivamente para a Amazonas Distribuidora de Energia S.A. - AME, controlada direta da Eletrobras, cujos pagamentos de fornecimento de combustível dependem diretamente do repasse de recursos da AME para aqueles PIE.

O saldo desses recebíveis era de R\$ 3.520 (R\$ 3.217 em 31 de dezembro de 2011), dos quais R\$ 2.966 estavam vencidos (R\$ 2.655 em 31 de dezembro de 2011).

A companhia está buscando por todos os meios cabíveis a recuperação desses recebíveis e, diante de avanço nas negociações, recebeu o montante de R\$ 1 bilhão da AME, em 1º de outubro de 2012.

Adicionalmente, a companhia possui contratos com a AME de fornecimento de energia, firmados em 2005 pela controlada Breitener Energética S.A., cujas características configuraram um arrendamento mercantil financeiro das duas usinas termoelétricas, visto que os contratos determinam, entre outras condições, a transferência das usinas para AME ao final do contrato sem indenização (prazo de 20 anos). O saldo desses recebíveis era de R\$ 438 (R\$ 455 em 31 de dezembro de 2011), não havendo valores vencidos.

## 17.7. Contas petróleo e álcool - STN

Em 31 de dezembro de 2012, o saldo da conta era de R\$ 835 (R\$ 832 em 31 de dezembro de 2011) e poderá ser quitado pela União por meio da emissão de títulos do Tesouro Nacional, de valor igual ao saldo final do encontro de contas com a União, de acordo com o previsto na Medida Provisória nº 2.181, de 24 de agosto de 2001, ou mediante compensação com outros montantes que a Petrobras porventura estiver devendo à União Federal, na época, inclusive os relativos a tributos ou uma combinação das operações anteriores.

Visando concluir o encontro de contas com a União, a Petrobras prestou todas as informações requeridas pela Secretaria do Tesouro Nacional - STN - para dirimir as divergências ainda existentes entre as partes.

Considerando-se esgotado o processo de negociação entre as partes, na esfera administrativa, a administração da companhia decidiu pela cobrança judicial do referido crédito, para liquidação do saldo da conta petróleo e álcool, tendo, para isto, ajuizado ação em julho de 2011.

## 17.8. Remuneração de empregados e dirigentes

O Plano de Cargos e Salários e de Benefícios e Vantagens da Petrobras e a legislação específica estabelecem os critérios para todas as remunerações atribuídas pela companhia a seus empregados e dirigentes.

As remunerações de empregados, incluindo os ocupantes de funções gerenciais, e dirigentes da Petrobras relativas ao mês de dezembro de 2012 e 2011 foram as seguintes:

	Expresso em reais	
	2012	2011
<b>Remuneração por empregado</b>		
Menor remuneração.....	2.324,30	2.024,49
Remuneração média.....	11.701,22	10.652,30
Maior remuneração.....	69.051,65	67.494,48
<b>Remuneração por dirigente da Petrobras (maior).....</b>	<b>86.052,59</b>	<b>81.289,05</b>

O total da remuneração de benefícios de curto prazo para a administração da Petrobras durante o exercício de 2012 foi de R\$ 11,5 (R\$ 12,5 em 2011, referentes a sete diretores e nove conselheiros). Em 31 de dezembro de 2012 a companhia mantinha sete membros na Diretoria Executiva e dez membros no Conselho de Administração. No exercício de 2012, os honorários de diretores e conselheiros no consolidado totalizaram R\$ 56,6 (R\$45,0 em 2011).

Conforme disposto na Lei Federal 12.353/2010, o Conselho de Administração da Petrobras passou a ter dez membros, após ratificação do representante dos empregados na Assembleia Geral Ordinária de 19 de março de 2012.

## 18 PROVISÕES PARA DESMANTELAMENTO DE ÁREAS

	Consolidado		Controladora	
	2012	2011	2012	2011
<b>Passivo não circulante</b>				
<b>Saldo inicial.....</b>	<b>8.839</b>	<b>6.505</b>	<b>8.241</b>	<b>6.072</b>
Revisão de provisão.....	10.754	2.455	10.472	2.288
Utilização por pagamentos.....	(571)	(488)	(571)	(328)
Atualização de juros.....	258	210	249	209
Outros.....	12	157	-	-
<b>Saldo final.....</b>	<b>19.292</b>	<b>8.839</b>	<b>18.391</b>	<b>8.241</b>

## 19 TRIBUTOS

### 19.1. Impostos e contribuições

	Consolidado		Controladora	
	2012	2011	2012	2011
<b>Ativo circulante</b>				
Impostos no país:				
ICMS.....	3.152	3.186	2.439	2.016
PIS/COFINS.....	4.657	5.146	4.284	4.766
CIDE.....	47	144	46	144
Imposto de renda.....	2.328	2.251	1.722	1.692
Contribuição social.....	237	615	109	521
Outros impostos.....	395	422	236	233
	<b>10.816</b>	<b>11.764</b>	<b>8.836</b>	<b>9.372</b>
Impostos no exterior.....	571	1.082	-	-
	<b>11.387</b>	<b>12.846</b>	<b>8.836</b>	<b>9.372</b>
<b>Ativo não circulante</b>				
Impostos no país:				
ICMS diferido.....	1.845	2.199	1.704	1.742
PIS e COFINS diferidos.....	8.279	6.543	5.745	4.592
Outros.....	515	452	-	-
	<b>10.639</b>	<b>9.194</b>	<b>7.449</b>	<b>6.334</b>
Impostos no exterior.....	34	20	-	-
	<b>10.673</b>	<b>9.214</b>	<b>7.449</b>	<b>6.334</b>
<b>Passivo circulante</b>				
Impostos no país:				
ICMS.....	3.040	2.178	2.725	1.945
PIS/COFINS.....	1.004	57		

# Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

## 19.2. Impostos e contribuição social diferidos - não circulante

Os fundamentos e as expectativas para realização estão apresentados a seguir:

### a) Movimentação do imposto de renda e da contribuição social diferidos

	Consolidado								Controladora		
	Imobilizado		Contas a receber/ pagar, empréstimos e financiamentos	Arrendamentos mercantis financeiros	Provisão para processos judiciais	Prejuízos fiscais	Estoques	Juros sobre capital próprio		Total	Total
Custo com prospecção	Outros	Outros						Outros			
<b>Em 1º de janeiro de 2011</b> .....	<b>(17.482)</b>	<b>(1.897)</b>	<b>(1.852)</b>	<b>(1.123)</b>	<b>497</b>	<b>711</b>	<b>841</b>	<b>754</b>	<b>53</b>	<b>(19.498)</b>	<b>(18.857)</b>
Reconhecido no resultado do exercício.....	(3.854)	(2.321)	815	(201)	150	(57)	349	133	(1.171)	(6.157)	(7.208)
Reconhecido no patrimônio líquido.....	-	-	-	44	-	-	-	-	(50)	(6)	(44)
Ajuste acumulado de conversão.....	-	(100)	(6)	-	15	32	-	-	(76)	(135)	-
Outros.....	-	186	246	(303)	(33)	(42)	-	-	554	608	(128)
<b>Em 31 de dezembro de 2011</b> .....	<b>(21.336)</b>	<b>(4.132)</b>	<b>(797)</b>	<b>(1.583)</b>	<b>629</b>	<b>644</b>	<b>1.190</b>	<b>887</b>	<b>(690)</b>	<b>(25.188)</b>	<b>(26.237)</b>
Reconhecido no resultado do exercício.....	(4.542)	(2.518)	1.927	450	131	19	(235)	1.268	(756)	(4.256)	(4.466)
Reconhecido no patrimônio líquido.....	-	-	-	-	-	-	-	-	149	149	165
Ajuste acumulado de conversão.....	-	220	(6)	-	(107)	(392)	-	(9)	(455)	(749)	-
Outros.....	(27)	73	23	(69)	54	1.996	-	-	25	2.075	2.018
<b>Em 31 de dezembro de 2012</b> .....	<b>(25.905)</b>	<b>(6.357)</b>	<b>1.147</b>	<b>(1.202)</b>	<b>707</b>	<b>2.267</b>	<b>955</b>	<b>2.146</b>	<b>(1.727)</b>	<b>(27.969)</b>	<b>(28.520)</b>
Impostos diferidos ativos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.042	3.171
Impostos diferidos passivos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(33.230)	(29.408)
<b>Em 31 de dezembro de 2011</b> .....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>(25.188)</b>	<b>(26.237)</b>
Impostos diferidos ativos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.293	6.664
Impostos diferidos passivos.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(39.262)	(35.184)
<b>Em 31 de dezembro de 2012</b> .....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>(27.969)</b>	<b>(28.520)</b>

### b) Realização do imposto de renda e da contribuição

A Administração considera que os créditos fiscais diferidos ativos serão realizados na proporção da realização das provisões e da resolução final dos eventos futuros, ambos baseados em projeções efetuadas.

A expectativa de realização dos ativos e passivos fiscais diferidos é a seguinte:

	Imposto de Renda e CSLL diferidos, líquidos			
	Consolidado		Controladora	
	Ativos	Passivos	Ativos	Passivos
2013.....	3.935	3.316	3.075	1.718
2014.....	948	2.638	532	2.242
2015.....	1.084	2.530	516	2.247
2016.....	1.014	2.296	520	2.097
2017.....	1.960	3.060	1.381	2.861
2018.....	338	2.482	4	2.278
2019.....	247	2.219	15	1.988
2020 em diante.....	<u>1.767</u>	<u>20.721</u>	<u>621</u>	<u>19.753</u>
Parcela registrada contabilmente.....	11.293	39.262	6.664	35.184
Parcela não registrada contabilmente.....	<u>4.336</u>	-	-	-
<b>Total.....</b>	<b>15.629</b>	<b>39.262</b>	<b>6.664</b>	<b>35.184</b>

Em 31 de dezembro de 2012, a companhia possuía créditos tributários não registrados no montante de R\$ 4.336 (R\$ 1.563 em 31 de dezembro de 2011) decorrentes de prejuízos fiscais acumulados, oriundos, principalmente, das atividades de exploração e produção de óleo e gás e refino nos Estados Unidos no valor de R\$ 2.715 (R\$ 1.199 em 31 de dezembro de 2011), cujo prazo de prescrição é de 20 anos, a partir da data de sua constituição.

## 19.3. Reconciliação do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro

A reconciliação dos impostos apurados conforme alíquotas nominais e o valor dos impostos registrados nos exercícios de 2012 e 2011 estão apresentados a seguir:

	Consolidado		Controladora	
	2012	2011	2012	2011
Lucro antes dos impostos.....	<u>27.753</u>	<u>44.351</u>	<u>23.326</u>	<u>41.568</u>
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas nominais (34%).....	(9.436)	(15.079)	(7.931)	(14.133)
Ajustes para apuração da alíquota efetiva:				
• Crédito em razão da inclusão de JCP como despesas operacionais.....	3.172	3.548	3.018	3.548
• Resultado de empresas no exterior com alíquotas diferenciadas.....	640	622	-	-
• Incentivos fiscais.....	110	386	6	87
• Prejuízos Fiscais.....	(669)	(588)	-	-
• Exclusões/(Adições) permanentes, líquidas (*).....	(1.107)	(466)	1.967	1.528
• Créditos fiscais de empresas no exterior em fase exploratória.....	(4)	(1)	-	-
• Outros.....	500	337	509	503
Despesa com imposto de renda e contribuição social.....	<b>(6.794)</b>	<b>(11.241)</b>	<b>(2.431)</b>	<b>(8.467)</b>
Imposto de renda e contribuição social diferidos.....	(4.256)	(6.157)	(4.465)	(7.208)
Imposto de renda e contribuição social correntes.....	<u>(2.538)</u>	<u>(5.084)</u>	<u>2.034</u>	<u>(1.259)</u>
	<b>(6.794)</b>	<b>(11.241)</b>	<b>(2.431)</b>	<b>(8.467)</b>
Alíquota efetiva de imposto de renda e contribuição social.....	<u>24,5%</u>	<u>25,3%</u>	<u>10,4%</u>	<u>20,4%</u>

(\*) Inclui equivalência patrimonial

## 20 BENEFÍCIOS CONCEDIDOS A EMPREGADOS

Os saldos relativos a benefícios concedidos a empregados estão representados a seguir:

	Consolidado		Controladora	
	2012	2011	2012	2011
<b>Passivo</b>				
Planos de pensão.....	6.149	5.059	5.637	4.568
Planos de saúde.....	<u>14.414</u>	<u>13.021</u>	<u>13.519</u>	<u>12.125</u>
	<b>20.563</b>	<b>18.080</b>	<b>19.156</b>	<b>16.693</b>
<b>Circulante</b>				
<b>Não circulante</b> .....	18.953	16.653	17.638	15.352

A parcela reconhecida no passivo circulante refere-se a estimativa de pagamentos que serão realizados nos próximos 12 meses.

### 20.1. Planos de pensão no país - Benefício definido e contribuição variável

A Fundação Petrosbras de Seguridade Social (Petros) foi constituída pela Petrobras como uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, com autonomia administrativa e financeira.

#### a) Plano Petros - Fundação Petrobras de Seguridade Social

O Plano Petros é um plano de previdência de benefício definido, instituído pela Petrobras em julho de 1970, que assegura aos participantes uma complementação do benefício concedido pela Previdência Social, e é direcionado aos empregados da Petrobras e de subsidiárias. O plano está fechado aos empregados admitidos a partir de setembro de 2002.

A avaliação do plano de custeio da Petros é procedida por atuários independentes, em regime de capitalização, para a maioria dos benefícios. As patrocinadoras efetuam contribuições regulares em valores iguais aos valores das contribuições dos participantes (empregados, assistidos e pensionistas), ou seja, de forma paritária.

Na apuração de eventual déficit no plano de benefício definido este deverá ser equacionado por participantes e patrocinadores, conforme Emenda Constitucional nº 20/1998 e Lei Complementar nº 109/2001, observada a proporção quanto às contribuições normais vertidas no exercício em que for apurado aquele resultado.

Em 31 de dezembro 2012, os saldos dos Termos de Compromisso Financeiro - TCF, assinados em 2008 pela companhia e a Petros, totalizavam R\$ 6.279 (R\$ 6.008 na Controladora), dos quais R\$ 379 (R\$ 362 na

Controladora), de juros vencem em 2013. Os compromissos dos TCF têm prazo de vencimento em 20 anos com pagamento de juros semestrais de 6% a.a. sobre o saldo a pagar atualizado. Nesta mesma data, a companhia possuía estoque de petróleo e/ou derivados dado como garantia dos TCF no valor de R\$ 5.974, em substituição às Notas do Tesouro Nacional de longo prazo, em julho de 2012.

As contribuições esperadas das patrocinadoras para 2013 são de R\$ 919 (R\$ 873 na Controladora).

#### b) Plano Petros 2 - Fundação Petrobras de Seguridade Social

O Plano Petros 2 foi implementado em julho de 2007, na modalidade de contribuição variável, pela Petrobras e controladas que assumiram o serviço passado das contribuições correspondentes ao período em que os participantes estiveram sem plano, a partir de agosto de 2002, ou da admissão posterior, até 29 de agosto de 2007. O plano está aberto para novas adesões, mas não haverá o pagamento de serviço passado.

A parcela desse plano com característica de benefício definido refere-se à cobertura de risco com invalidez e morte, garantia de um benefício mínimo e renda vitalícia, sendo que os compromissos atuariais relacionados estão registrados de acordo com o método da unidade de crédito projetada. A parcela do plano com característica de contribuição definida destina-se à formação de reserva para aposentadoria programada, cujas contribuições são reconhecidas no resultado de acordo com o pagamento. Em 2012, a contribuição da companhia para parcela de contribuição definida totalizou R\$ 604 (R\$ 490 na Controladora).

A parcela da contribuição com característica de benefício definido está suspensa entre 1º de julho de 2012 a 30 de junho de 2013, conforme decisão do Conselho Deliberativo da Fundação Petros, que se baseou na recomendação da Consultoria Atuarial da Fundação. Dessa forma, toda contribuição deste período está sendo destinada para conta individual do participante.

As contribuições esperadas das patrocinadoras para 2013 são de R\$ 737 (R\$642 na Controladora), referente a parcela de contribuição definida.

## 20.2. Planos de pensão no exterior - Benefício definido

A companhia também patrocina planos de pensão no exterior, com características de benefício definido, por meio de controladas na Argentina, Japão e outros países. A maioria dos planos é financiada, onde os ativos são mantidos em trustes, fundações ou entidades similares que são regidas pelas regulamentações locais. Em 2012, as contribuições da companhia para estes planos totalizaram o montante equivalente a R\$ 16.

## 20.3. Ativos dos planos de pensão

A estratégia de investimentos para ativos dos planos de benefícios é reflexo de uma visão de longo prazo, de uma avaliação dos riscos inerentes às diversas classes de ativos, bem como da utilização da diversificação como mecanismo de redução de risco da carteira. A carteira de ativos do plano deverá obedecer às normas definidas pelo Conselho Monetário Nacional. A meta para alocação de ativos no período entre 2013 a 2017 é de: 40% a 60% em renda fixa, 30% a 45% em renda variável, de 3% a 8% em imóveis, 0% a 15% em empréstimos a participantes, 4% a 12% em projetos estruturados e de 0% a 3% em investimentos no exterior.

Os ativos dos planos de pensão, segregados por nível de mensuração, são os seguintes:

Categoria do Ativo	2012				2011		
	Preços cotados em mercado	Valoração suportada por preços observáveis	Valoração sem o uso de preços observáveis	Valor justo total (Níveis 1, 2 e 3)	Valor justo total (Níveis 1, 2 e 3)	%	
<b>Renda fixa</b> .....	<b>20.243</b>	<b>6.054</b>	-	<b>26.297</b>	<b>46%</b>	<b>23.398</b>	<b>47%</b>
Títulos privados.....	-	5.914	-	5.914		7.075	
Títulos públicos.....	20.243	-	-	20.243		16.158	
Outros investimentos.....	-	140	-	140		165	
<b>Renda variável</b> .....	<b>16.356</b>	<b>3.464</b>	<b>6.011</b>	<b>25.832</b>	<b>46%</b>	<b>22.702</b>	<b>46%</b>
Ações à vista.....	16.356	-	-	16.356		13.023	
Fundos de Private Equity.....	-	2.389	6.009	8.398		9.533	
Outros investimentos.....	-	1.076	2	1.078		146	
<b>Imóveis</b> .....	-	-	<b>2.769</b>	<b>2.769</b>	<b>5%</b>	<b>1.800</b>	<b>4%</b>
				<b>54.898</b>	<b>97%</b>	<b>47.900</b>	<b>97%</b>

#### Empréstimos a participantes

	<b>1.673</b>	<b>3%</b>	<b>1.441</b>	<b>3%</b>
	<b>56.571</b>	<b>100%</b>	<b>49.341</b>	<b>100%</b>

Em 31 de dezembro de 2012, os investimentos incluem ações ordinárias e preferenciais da Petrobras no valor de R\$ 725 e de R\$ 484, respectivamente, e imóveis alugados pela companhia no valor de R\$ 355.

Os ativos de empréstimos concedidos a participantes são avaliados ao custo amortizado, o que se aproxima do valor de mercado.

A rentabilidade real esperada dos investimentos, baseada nas expectativas de mercado, é de 5,56% a.a. para ativos de renda variável e investimentos estruturados, 3,75% a.a. para ativos de renda fixa, 4,02% a.a. para a carteira de imóveis e 6,0% a.a. para empréstimos com participantes, resultando num retorno global de 4,6% a.a.

## 20.4. Plano de Saúde - Assistência Multidisciplinar de Saúde (AMS)

A Petrobras e subsidiárias mantêm um plano de assistência médica (AMS), que cobre todos os empregados das empresas no Brasil (ativos e inativos) e dependentes. O plano é administrado pela própria companhia e os empregados contribuem com uma parcela mensal pré-definida para cobertura de grande risco e com uma parcela dos gastos incorridos referentes às demais coberturas, ambas estabelecidas conforme tabelas de participação baseadas em determinados parâmetros, incluindo níveis salariais, além do benefício farmácia que prevê condições especiais na aquisição, em farmácias cadastradas distribuídas em todo o território nacional, de certos medicamentos.

O plano de assistência médica não está coberto por ativos garantidores. O pagamento dos benefícios é efetuado pela companhia com base nos custos incorridos pelos participantes.

## 20.5. Obrigações e despesas líquidas atuariais, calculados por atuários independentes, e valor justo dos ativos dos planos

As informações de todos os planos de benefícios definidos no país e no exterior foram agregadas, uma vez que contém premissas similares e o total de ativos e obrigações de planos de pensão no exterior não é significativo. Todos os planos de pensão têm acumulado obrigações de benefícios em excesso aos ativos dos planos.

# Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

## a) Movimentação das obrigações atuariais, do valor justo dos ativos e dos valores reconhecidos no balanço patrimonial

	2012					2011				
	Consolidado				Controladora	Consolidado				Controladora
	Plano de Pensão		Plano de Saúde	Total		Plano de Pensão		Plano de Saúde	Total	
Benefício Definido	Contribuição Variável	Benefício Definido			Contribuição Variável					
<b>Movimentação do valor presente das obrigações atuariais</b>										
Obrigação atuarial no início do exercício.....	62.073	1.464	15.475	79.012	73.499	55.242	733	13.777	69.752	65.151
Custo dos juros:										
· Com termo de compromisso financeiro.....	591	–	–	591	563	605	–	–	605	571
· Atuarial.....	6.353	167	1.742	8.262	7.742	5.589	83	1.551	7.223	6.747
Custo do serviço corrente.....	378	437	286	1.101	990	334	334	244	912	820
Benefícios pagos.....	(2.299)	(6)	(712)	(3.017)	(2.871)	(2.057)	(4)	(611)	(2.672)	(2.518)
(Ganho)/(Perda) atuarial sobre a obrigação atuarial.....	11.944	(455)	436	11.925	11.295	2.352	317	514	3.183	2.728
Outros.....	25	45	1	71	1.040	8	1	–	9	–
Obrigação atuarial no fim do exercício.....	<u>79.065</u>	<u>1.652</u>	<u>17.228</u>	<u>97.945</u>	<u>92.258</u>	<u>62.073</u>	<u>1.464</u>	<u>15.475</u>	<u>79.012</u>	<u>73.499</u>
<b>Movimentação no valor justo dos ativos do plano</b>										
Ativo do plano no início do exercício.....	49.015	326	–	49.341	46.022	45.315	229	–	45.544	42.748
Rendimento esperado dos ativos do plano.....	5.974	52	–	6.026	5.680	5.532	36	–	5.568	5.231
Contribuições recebidas pelo fundo.....	888	96	712	1.696	1.607	819	64	611	1.494	1.387
Recebimentos vinculados ao termo de compromisso financeiro.....	321	–	–	321	291	290	–	–	290	274
Benefícios pagos.....	(2.299)	(6)	(712)	(3.017)	(2.871)	(2.057)	(4)	(611)	(2.672)	(2.518)
Ganho/(Perda) atuarial sobre os ativos do plano.....	2.161	11	–	2.172	2.038	(888)	1	–	(887)	(1.100)
Outros.....	17	15	–	32	649	4	–	–	4	–
Ativos do plano no fim do exercício.....	<u>56.077</u>	<u>494</u>	<u>–</u>	<u>56.571</u>	<u>53.416</u>	<u>49.015</u>	<u>326</u>	<u>–</u>	<u>49.341</u>	<u>46.022</u>
<b>Valores reconhecidos no balanço patrimonial</b>										
Valor presente das obrigações com fundo constituído.....	79.065	1.652	–	80.717	76.146	62.073	1.464	–	63.537	59.152
(–) Valor justo dos ativos do plano.....	(56.077)	(494)	–	(56.571)	(53.416)	(49.015)	(326)	–	(49.341)	(46.022)
Valor presente das obrigações em excesso ao valor justo dos ativos do plano.....	22.988	1.158	–	24.146	22.730	13.058	1.138	–	14.196	13.130
Valor presente das obrigações sem fundo constituído.....	–	–	17.228	17.228	16.112	–	–	15.475	15.475	14.347
Ganhos/(Perdas) atuariais não reconhecidas.....	(17.898)	55	(2.791)	(20.634)	(19.525)	(8.530)	(430)	(2.426)	(11.386)	(10.593)
Custo do serviço passado não reconhecido.....	(67)	(87)	(23)	(177)	(161)	(83)	(94)	(28)	(205)	(191)
<b>Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro.....</b>	<b>5.023</b>	<b>1.126</b>	<b>14.414</b>	<b>20.563</b>	<b>19.156</b>	<b>4.445</b>	<b>614</b>	<b>13.021</b>	<b>18.080</b>	<b>16.693</b>
<b>Movimentação do passivo atuarial líquido</b>										
Saldo em 1º de janeiro.....	4.445	614	13.021	18.080	16.693	4.510	285	11.786	16.581	15.371
(+) Custos incorridos no exercício.....	1.416	555	2.103	4.074	3.734	686	361	1.846	2.893	2.635
(–) Pagamento de contribuições.....	(519)	(43)	(709)	(1.271)	(1.202)	(479)	(35)	(611)	(1.125)	(1.042)
(–) Pagamento do termo de compromisso financeiro.....	(321)	–	–	(321)	(291)	(290)	–	–	(290)	(274)
Outros.....	2	–	(1)	1	222	18	3	–	21	3
<b>Saldo em 31 de dezembro.....</b>	<b>5.023</b>	<b>1.126</b>	<b>14.414</b>	<b>20.563</b>	<b>19.156</b>	<b>4.445</b>	<b>614</b>	<b>13.021</b>	<b>18.080</b>	<b>16.693</b>
	<u>6.149</u>					<u>5.059</u>				

## b) Despesas atuariais líquidas

	2012					2011				
	Consolidado				Controladora	Consolidado				Controladora
	Plano de Pensão		Plano de Saúde	Total		Plano de Pensão		Plano de Saúde	Total	
Benefício Definido	Contribuição Variável	Benefício Definido			Contribuição Variável					
Custo do serviço corrente.....	378	437	286	1.101	990	334	334	244	912	820
Custo dos juros:										
· Com termo de compromisso financeiro.....	591	–	–	591	563	605	–	–	605	571
· Atuarial.....	6.353	167	1.742	8.262	7.742	5.589	83	1.551	7.223	6.747
Rendimento estimado dos ativos do plano.....	(5.974)	(52)	–	(6.026)	(5.680)	(5.532)	(36)	–	(5.568)	(5.232)
Amortização de (ganhos)/perdas atuariais.....	427	18	71	516	490	6	3	47	56	42
Contribuições de participantes.....	(383)	(54)	–	(437)	(405)	(340)	(29)	–	(369)	(344)
Custo do serviço passado.....	23	7	4	34	33	24	8	4	36	33
Outros.....	1	32	–	33	1	–	(2)	–	(2)	(2)
<b>Custo líquido no exercício.....</b>	<b>1.416</b>	<b>555</b>	<b>2.103</b>	<b>4.074</b>	<b>3.734</b>	<b>686</b>	<b>361</b>	<b>1.846</b>	<b>2.893</b>	<b>2.635</b>
Relativa a empregados ativos:										
Absorvida no custeio das atividades operacionais.....	431	241	442	1.114	1.085	219	152	355	726	688
Diretamente no resultado.....	271	302	355	928	734	108	203	301	612	508
Relativa aos inativos.....	714	12	1.306	2.032	1.915	359	6	1.190	1.555	1.439
<b>Custo líquido no exercício.....</b>	<b>1.416</b>	<b>555</b>	<b>2.103</b>	<b>4.074</b>	<b>3.734</b>	<b>686</b>	<b>361</b>	<b>1.846</b>	<b>2.893</b>	<b>2.635</b>

## c) Variações entre valores estimados e incorridos

As variações entre os valores estimados e os efetivamente incorridos, nos últimos 4 anos, foram os seguintes:

	Consolidado			
	2012	2011	2010	2009
<b>Ganhos/(perdas) dos planos de pensão</b>				
Ajuste de experiência da obrigação atuarial.....	6.840	(125)	118	(381)
Evolução patrimonial de planos de pensão.....	2.169	(886)	1.996	3.423
<b>Ganhos/(perdas) dos planos de saúde</b>				
Ajuste de experiência da obrigação atuarial.....	3.381	1.320	414	663

## d) Análise da sensibilidade

A Variação de 1 p.p. nas premissas de taxa de desconto e custos médicos teriam os seguintes efeitos:

	Consolidado					
	Taxa de desconto		Custos Médicos			
	Pensão	Saúde	Saúde			
	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.
Obrigação atuarial.....	(9.960)	12.636	(2.089)	2.570	2.799	(2.259)
Custo do serviço e juros.....	5.187	6.330	(267)	333	371	(287)

## e) Premissas atuariais adotadas no cálculo

	2012	2011
Taxa de desconto.....	Inflação: 5,40% a 4,11% a.a. <sup>(1)</sup> + Juros <sup>(2)</sup> : 3,75% a.a. <sup>(2a)</sup> / 3,81% a.a. <sup>(2b)</sup>	Inflação: 5,6% a 4,34% a.a. + Juros: 5,58% a.a. <sup>(2)</sup>
Taxa de crescimento salarial.....	Inflação: 5,40% a 4,11% a.a. <sup>(1)</sup> + 2,105% a.a. <sup>(3a)</sup> / 3,370% a.a. <sup>(3b)</sup>	Inflação: 5,6% a 4,34% a.a. + 2,080% a 3,188% a.a.
Taxa de retorno esperada dos ativos de planos de pensão..... <sup>(3)</sup>		Inflação: 5,6% a.a. + Juros: 6,49% a.a.
Taxa de rotatividade dos planos de saúde.....	0,700% a.a. <sup>(4)</sup>	0,652% a.a. <sup>(4)</sup>
Taxa de rotatividade dos planos de pensão	Nula	Nula
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares.....	11,74% a 4,11% a.a. <sup>(5)</sup>	8,96% a 4,34% a.a. <sup>(5)</sup>
Tábua de mortalidade.....	AT 2000 por sexo, suavizada em 30% para o sexo feminino (6)	AT 2000, específica por sexo
Tábua de invalidez.....	TASA 1927 <sup>(7)</sup>	TASA 1927 <sup>(7)</sup>
Tábua de mortalidade de inválidos.....	Winklevoss por sexo suavizada em 20% <sup>(8)</sup>	AT 49, específica por sexo

<sup>(1)</sup> Curva de inflação sendo projetada com base no mercado em 5,40% e 5,50% para 2013 e 2014 respectivamente, e após, utilização da projeção média do cenário da companhia de 4,11%.

<sup>(2)</sup> A companhia utiliza uma metodologia para apuração de uma taxa real equivalente a partir da curva futura de retorno dos títulos de mais longo prazo do governo, considerando-se no cálculo desta taxa o perfil de maturidade das obrigações de pensão e saúde.

<sup>(2a)</sup> Plano Petros Sistema Petrobras e Plano Petros 2

<sup>(2b)</sup> Plano AMS

<sup>(3)</sup> O CPC 33 R1 eliminou a premissa de “rendimento esperado dos ativos para o ano seguinte” a partir de 2013.

<sup>(3a)</sup> Plano Petros Sistema Petrobras

<sup>(3b)</sup> Plano Petros 2

<sup>(4)</sup> Rotatividade média que varia de acordo com a idade e tempo de serviço. Em 2012, exceto para a BR (1,603%) e para a Liquigas (7,640%).

<sup>(5)</sup> Taxa decrescente atingindo nos próximos 30 anos a expectativa de inflação projetada de longo prazo.

<sup>(6)</sup> Exceto para o Plano Petros 2, para o qual foi aplicada a Tábua de Mortalidade AT 2000 (80% masculino + 20% feminino).

<sup>(7)</sup> Exceto para o Plano Petros 2, para o qual foram utilizadas as Tábuas de Invalidez Álvaro Vindas (2012) e Zimmermann ajustada (2011).

<sup>(8)</sup> Exceto para o Plano Petros 2, para o qual foi aplicada a Tábua de mortalidade de inválidos AT 49 Masculina.

## 20.6. Outros planos de contribuição definida

A Petrobras por meio de suas controladas no país e no exterior também patrocina planos de aposentadoria aos empregados de contribuição definida. As contribuições pagas no exercício de 2012, reconhecidas no resultado, totalizaram R\$ 12.

## 21 PARTICIPAÇÃO NOS LUCROS OU RESULTADOS

A participação dos empregados nos lucros ou resultados (PLR) tem por base as disposições legais vigentes, bem como as diretrizes estabelecidas pelo Departamento de Coordenação e Governança das Empresas Estatais – DEST, do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, e pelo Ministério de Minas e Energia, estando relacionada ao lucro líquido consolidado antes da participação de empregados e administradores e do resultado atribuível aos acionistas não controladores.

No exercício de 2012, a companhia, fundamentada nas premissas sob referência, provisionou R\$ 1.005 de PLR (R\$ 1.560 em 2011), conforme a seguir:

Lucro líquido do exercício.....	20.959
Participação nos lucros ou resultados.....	1.005
<b>Lucro antes das participações - base de cálculo.....</b>	<b>21.964</b>
Percentual estabelecido.....	4,5%
<b>Participação nos lucros ou resultados.....</b>	<b>988</b>
<b>Participação nos lucros ou resultados de Empresas no Brasil.....</b>	<b>988</b>
<b>Participação nos lucros ou resultados de Empresas no Exterior.....</b>	<b>17</b>
	<u>1.005</u>

A participação dos administradores nos lucros ou resultados será objeto de deliberação pela Assembleia Geral Ordinária, de 2013, na forma disposta pelos artigos 41 e 56 do Estatuto Social da companhia e pelas normas federais específicas.

## 22 PATRIMÔNIO LÍQUIDO

### 22.1. Capital social realizado

Em 31 de dezembro de 2012, o capital subscrito e integralizado no valor de R\$ 205.392 está representado por 7.442.454.142 ações ordinárias e 5.602.042.788 ações preferenciais, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

#### Aumento de capital com reservas em 2012

A Assembleia Geral Extraordinária, realizada em conjunto com a Assembleia Geral Ordinária de Acionistas, em 19 de março de 2012, aprovou o aumento do capital social da companhia de R\$ 205.380 para R\$ 205.392, mediante a capitalização de parte da reserva de lucros de incentivos fiscais constituída em 2011, no montante de R\$ 12, em atendimento ao artigo 35, parágrafo 1º, da Portaria nº 2.091/07 do Ministro do Estado da Integração Nacional. Essa capitalização foi efetivada sem a emissão de novas ações, de acordo com o artigo 169, parágrafo 1º, da Lei nº 6.404/76.

#### Aumento de capital com reservas em 2013

A Administração da Petrobras está propondo à Assembleia Geral Extraordinária, a ser realizada em conjunto com a Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2013, o aumento do capital social da companhia de R\$ 205.392 para R\$ 205.411, mediante a capitalização de reservas de lucros de incentivos fiscais constituídas em 2012, no montante de R\$ 19.

### 22.2. Contribuição adicional de capital

#### a) Gastos com emissão de ações

Custos de transação incorridos na captação de recursos por meio da emissão de ações, líquidos de impostos.

#### b) Mudança de participação em controladas

Diferenças entre o valor pago e o montante contábil decorrentes das variações de participações em controladas que não resultem em perda de controle, considerando que se tratam de transações de capital, ou seja, transações com os acionistas, na qualidade de proprietários.

### 22.3. Reservas de lucros

#### a) Reserva legal

Constituída mediante a apropriação de 5% do lucro líquido do exercício, em conformidade com o artigo 193 da Lei das Sociedades por Ações.

#### b) Reserva estatutária

Constituída mediante a apropriação do lucro líquido de cada exercício de um montante equivalente a, no mínimo, 0,5% do capital social integralizado no fim do exercício e destina-se ao custeio dos programas de

# Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

pesquisa e desenvolvimento tecnológico. O saldo desta reserva não pode exceder a 5% do capital social integralizado, de acordo com o artigo 55 do Estatuto Social da companhia.

## c) Reserva de incentivos fiscais

Constituída mediante destinação de parcela do resultado do exercício equivalente aos incentivos fiscais, decorrentes de doações ou subvenções governamentais, em conformidade com o artigo 195-A da Lei das Sociedades por Ações. Essa reserva somente poderá ser utilizada para absorção de prejuízos ou aumento de capital social.

No exercício de 2012, foram destinados do resultado R\$ 19 de incentivo para subvenção de investimentos no âmbito das Superintendências de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE) e da Amazônia (SUDAM), referentes à realização de parte dos depósitos para reinvestimentos com recursos do imposto de renda.

## d) Reserva de retenção de lucros

É destinada à aplicação em investimentos previstos em orçamento de capital, principalmente nas atividades de exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás, em conformidade com o artigo 196 da Lei das Sociedades por Ações.

O Conselho de Administração está propondo a manutenção no patrimônio líquido, em reserva de retenção de lucros, do montante de R\$ 9.939, sendo R\$ 9.928 proveniente do lucro do exercício de 2012 e R\$ 11 do saldo remanescente de lucros acumulados, que se destina a atender parcialmente o programa anual de investimentos estabelecidos no orçamento de capital do exercício de 2013, a ser deliberado em Assembleia Geral de Acionista de 2013.

## 22.4. Ajuste de avaliação patrimonial

### a) Ajuste acumulado de conversão

Diferenças de conversão para real das demonstrações contábeis de investidas com moeda funcional diferente da Controladora.

### b) Outros resultados abrangentes

Variações de valor justo envolvendo ativos financeiros disponíveis para venda, *hedge* de fluxo de caixa e custo atribuído do setor petroquímico.

## 22.5. Dividendos

Os acionistas terão direito, em cada exercício, aos dividendos, que não poderão ser inferiores a 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido ajustado, na forma da Lei das Sociedades por Ações, rateado pelas ações em que se dividir o capital da companhia.

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

A proposta do dividendo relativo ao exercício de 2012, que está sendo encaminhada pela Administração da Petrobras à aprovação dos acionistas na Assembleia Geral Ordinária de 2013, no montante de R\$ 8.876, atende aos direitos garantidos estatutariamente às ações preferenciais e distribui às ações ordinárias o dividendo mínimo calculado sobre o lucro básico. Esse dividendo proposto alcançou 44,73% do lucro básico porque o direito dos preferencialistas, de prioridade de 3% da parcela do patrimônio líquido representativa das ações preferenciais, superou o dividendo mínimo equivalente a 25% sobre o lucro básico.

No exercício de 2011, os dividendos foram propostos e aprovados indistintamente às ações ordinárias e preferenciais, prevalecendo o critério de 3% da parcela do patrimônio líquido representativa das ações preferenciais, equivalentes a 38,25% do lucro básico.

### Demonstração do lucro básico para cálculo dos dividendos:

	2012	2011
Lucro líquido do exercício (Controladora).....	20.895	33.101
Apropriação:		
Reserva legal.....	(1.045)	(1.655)
Reserva de incentivos fiscais.....	(19)	(81)
Outras reversões/adições:.....	11	10
<b>Lucro básico para determinação do dividendo.....</b>	<b>19.842</b>	<b>31.375</b>
Dividendos propostos, equivalente a 44,73 % do lucro básico - R\$ 0,47 por ação ordinária e R\$ 0,96 por ação preferencial (38,25 % em 2011, R\$ 0,92 por ação ordinária e preferencial) composto de:		
Juros sobre o capital próprio.....	8.876	10.436
Dividendos.....	-	1.565
<b>Total de dividendos propostos.....</b>	<b>8.876</b>	<b>12.001</b>
Menos:		
Juros sobre o capital próprio pagos antecipadamente.....	(2.609)	(7.827)
Atualização dos juros sobre o capital próprio antecipados.....	(113)	(296)
<b>Saldo de dividendos propostos.....</b>	<b>6.154</b>	<b>3.878</b>

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

Parcela	Data aprovação	Data posição	Data de pagamento	Ações ordinárias (ON)		Ações preferenciais (PN)		Valor total da parcela (R\$)
				Valor da parcela (R\$)	Valor bruto por ação (R\$)	Valor da parcela (R\$)	Valor bruto por ação (R\$)	
1ª parcela JCP	27.04.2012	11.05.2012	31.05.2012	1.489	0,20	1.120	0,20	2.609
2ª parcela JCP	04.02.2013	-	-	2.009	0,27	4.258	0,76	6.267
				3.498	0,47	5.378	0,96	8.876

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

Os juros sobre o capital próprio estão sujeitos à retenção de imposto de renda na fonte de 15%, exceto para os acionistas imunes e isentos, conforme estabelecido na Lei nº 9.249/95. Esses juros foram imputados aos dividendos do exercício, na forma prevista no Estatuto Social da companhia, contabilizados no resultado operacional, conforme requerido pela legislação fiscal, e foram revertidos contra lucros acumulados, conforme determina a Deliberação CVM nº 207/96, resultando em um crédito tributário de imposto de renda e contribuição social no montante de R\$ 3.018 (R\$ 3.548 em 2011).

## 22.6. Lucro por Ação

	Consolidado		Controladora	
	2012	2011	2012	2011
Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras.....	21.182	33.313	20.895	33.101
Média ponderada da quantidade de ações ordinárias e preferenciais em circulação (nº Ações).....	13.044.496.930	13.044.496.930	13.044.496.930	13.044.496.930
Lucro líquido básico e diluído por ação ordinária e preferencial (R\$ por ação)....	1,62	2,55	1,60	2,54

## 23 RECEITA DE VENDAS

	Consolidado		Controladora	
	2012	2011	2012	2011
Receita bruta de vendas.....	344.976	306.234	276.935	241.042
Encargos de vendas.....	(63.597)	(62.058)	(59.589)	(57.221)
<b>Receita de vendas.....</b>	<b>281.379</b>	<b>244.176</b>	<b>217.346</b>	<b>183.821</b>

## 24 OUTRAS DESPESAS OPERACIONAIS, LÍQUIDAS

	Consolidado		Controladora	
	2012	2011	2012	2011
Planos de pensão e saúde.....	(2.032)	(1.555)	(1.915)	(1.439)
Paradas não programadas e gastos pré-operacionais.....	(1.678)	(1.466)	(1.619)	(1.097)
Relações institucionais e projetos culturais.....	(1.518)	(1.439)	(1.354)	(1.275)
Ajuste ao valor de mercado dos estoques.....	(1.465)	(1.046)	(420)	(227)
(Perdas)/Ganhos c/processos judiciais, administrativos e arbitrais.....	(1.392)	213	(1.014)	240
Acordos Coletivos de Trabalho.....	(902)	(700)	(798)	(655)
Gastos com segurança, meio ambiente e saúde.....	(568)	(772)	(531)	(649)
Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i> .....	(281)	(664)	(70)	(412)
Subvenções e assistências governamentais.....	755	615	54	187
Gastos/Ressarcimentos com operações em parcerias de E&P.....	545	16	472	16
Outros.....	341	210	(50)	(459)
	<b>(8.195)</b>	<b>(6.588)</b>	<b>(7.245)</b>	<b>(5.770)</b>

## 25 DESPESAS POR NATUREZA

	Consolidado		Controladora	
	2012	2011	2012	2011
Matérias-primas e produtos para revenda.....	(121.064)	(95.484)	(95.627)	(68.529)
Participação governamental.....	(31.301)	(27.205)	(30.398)	(26.507)
Despesas com pessoal.....	(23.625)	(20.464)	(18.611)	(16.153)
Depreciação, depleção e amortização.....	(21.766)	(17.739)	(15.738)	(12.902)
Variação dos estoques.....	1.297	8.782	2.479	7.243
Serviços, fretes, aluguéis e outros.....	(40.238)	(39.768)	(35.781)	(30.853)
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura).....	(5.628)	(2.504)	(5.268)	(2.243)
Tributárias.....	(760)	(777)	(338)	(278)
(Perdas)/Ganhos com processos judiciais, administrativos e arbitrais.....	(1.392)	213	(1.014)	240
Relações institucionais e projetos culturais.....	(1.518)	(1.439)	(1.354)	(1.275)
Paradas não programadas e gastos pré-operacionais.....	(1.678)	(1.466)	(1.619)	(1.097)
Gastos com segurança, meio ambiente e saúde.....	(568)	(772)	(531)	(649)
Ajuste ao valor de mercado dos estoques.....	(1.465)	(1.046)	(420)	(227)
Perda no valor de recuperação de ativos - <i>Impairment</i> .....	(281)	(664)	(70)	(412)
	<b>(249.987)</b>	<b>(200.333)</b>	<b>(204.290)</b>	<b>(153.642)</b>
Custo dos produtos e serviços vendidos.....	(210.472)	(166.939)	(167.882)	(124.320)
Despesas com vendas.....	(9.604)	(8.950)	(11.819)	(9.915)
Despesas gerais e administrativas.....	(9.842)	(8.647)	(6.843)	(6.029)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás.....	(7.871)	(4.428)	(7.131)	(3.674)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico.....	(2.238)	(2.444)	(2.217)	(2.361)
Tributárias.....	(760)	(777)	(338)	(278)
Outras receitas e despesas operacionais, líquidas.....	(8.195)	(6.588)	(7.245)	(5.770)
Participação nos lucros ou resultados.....	(1.005)	(1.560)	(815)	(1.295)
	<b>(249.987)</b>	<b>(200.333)</b>	<b>(204.290)</b>	<b>(153.642)</b>

## 26 RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO

	Consolidado		Controladora	
	2012	2011	2012	2011
Variações cambiais e monetárias s/ endividamento líquido (*).....	(6.585)	(4.803)	(4.164)	(961)
Despesa com endividamentos.....	(10.067)	(8.146)	(5.881)	(6.114)
Receita com aplicações financeiras e títulos públicos.....	3.322	4.906	3.618	4.421
<b>Resultado financeiro sobre endividamento líquido.....</b>	<b>(13.330)</b>	<b>(8.043)</b>	<b>(6.427)</b>	<b>(2.654)</b>
Encargos financeiros capitalizados.....	7.430	7.361	5.378	5.823
Ganhos (perdas) com instrumentos derivativos.....	(89)	(387)	90	(124)
Receita com títulos e valores mobiliários.....	1.862	480	2.019	1.108
Outras despesas e receitas financeiras líquidas.....	834	(93)	747	620
Outras variações cambiais e monetárias líquidas.....	(430)	804	(118)	808
<b>Resultado financeiro líquido.....</b>	<b>(3.723)</b>	<b>122</b>	<b>1.689</b>	<b>5.581</b>
<b>Resultado financeiro</b>				
Receitas.....	7.241	6.543	6.928	6.025
Despesas.....	(3.950)	(2.422)	(957)	(291)
Variações cambiais e monetárias, líquidas.....	(7.014)	(3.999)	(4.282)	(153)
	<b>(3.723)</b>	<b>122</b>	<b>1.689</b>	<b>5.581</b>

(\*) Inclui variação monetária sobre financiamentos em moeda nacional parametrizada à variação do dólar.

## 27 PROCESSOS JUDICIAIS E CONTINGÊNCIAS

A companhia possui diversos processos judiciais de natureza tributária, cível, trabalhista e ambiental, resultantes do curso normal de suas operações. A classificação das ações de acordo com a expectativa de perda como provável, possível ou remota, assim como seus valores estimados é elaborada com base em pareceres de seus assessores jurídicos e melhor julgamento da Administração.

### 27.1. Processos judiciais provisionados

A companhia constituiu provisões em montante suficiente para cobrir as perdas consideradas prováveis e razoavelmente estimáveis. Dentre as quais, as principais são referentes à imposto de renda retido na fonte pela emissão de títulos no exterior, perdas e danos pelo desfazimento de operação de cessão de crédito prêmio de IPI e indenização aos pescadores pelo derramamento de óleo no Rio de Janeiro ocorrido em janeiro de 2000.

O Ministério Público Federal e o Ministério Público Estadual do Estado do Paraná ajuizaram ações contra a Petrobras relativas à indenização por danos morais, financeiros e restauração ambiental em função de derramamentos de óleo: (i) no Terminal São Francisco do Sul - Refinaria Presidente Vargas, em 16 de julho de 2000, com provisão em 2011, cujo valor atualizado é de R\$ 70; e (ii) no poliduto Araucária - Paranaguá (OLAPA), nas cabeceiras do Rio do Meio, no município de Morretes - PR, em 16 de fevereiro de 2001, que resultou em acordo de conciliação em 26 de abril de 2012, com provisão em março de 2012 de R\$ 106, dos quais R\$ 94 foram pagos em maio de 2012 à título de indenização e R\$ 12 estão provisionados para gastos com recuperação da área.

Os valores provisionados, são os seguintes:

	Consolidado		Controladora	
	2012	2011	2012	2011
<b>Passivo não circulante</b>				
Reclamações trabalhistas.....	687	364	542	202
Processos fiscais.....	696	664	20	12
Processos cíveis.....	1.050	901	857	739
Processos ambientais.....	128	82	85	62
Outros processos.....	24	30	-	-
	<b>2.585</b>	<b>2.041</b>	<b>1.504</b>	<b>1.015</b>
<b>Saldo inicial</b>	<b>2.041</b>	<b>1.606</b>	<b>1.015</b>	<b>766</b>
Adição de provisão.....	1.256	588	880	336
Utilização por pagamentos.....	(859)	(206)	(590)	(118)
Atualização de juros.....	199	72	199	87
Outros.....	(52)	(19)	-	(56)
<b>Saldo final</b>	<b>2.585</b>	<b>2.041</b>	<b>1.504</b>	<b>1.015</b>

### 27.2. Depósitos judiciais

Os depósitos judiciais são apresentados de acordo com a natureza das correspondentes causas:

	Consolidado		Controladora	
	2012	2011	2012	2011
<b>Ativo não circulante</b>				
Trabalhistas.....	1.775	1.203	1.611	1.087
Fiscais.....	2.932	2.085	2.357	1.781
Cíveis.....	653	509	566	444
Ambientais.....	142	98		

# Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

## a) Processos de natureza fiscal

Descrição dos processos de natureza fiscal	Estimativa
<b>Autor: Secretaria da Receita Federal do Brasil</b>	
1) Dedução da base de cálculo do IRPJ e CSLL e multa sobre a repactuação do Plano Petros. <b>Situação atual:</b> Aguardando julgamento de defesa e recursos na esfera administrativa.	4.341
2) Lucro de controladas e coligadas domiciliadas no exterior, nos exercícios de 2005, 2006, 2007 e 2008, não incluso na base de cálculo do IRPJ e CSLL. <b>Situação atual:</b> Aguardando julgamento de defesa e recursos na esfera administrativa.	3.395
3) Dedução da base de cálculo do IRPJ e CSLL de despesas incorridas em 2007 relacionadas a benefícios empregatícios e PETROS. <b>Situação atual:</b> A questão está sendo discutida no âmbito de dois processos na instância administrativa.	1.642
4) Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF e Contribuições de Intervenção no Domínio Econômico - CIDE sobre remessas para pagamentos de afretamentos de plataformas. <b>Situação atual:</b> A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas, onde a companhia tem buscado assegurar os seus direitos.	9.109
5) Não recolhimento da CIDE em operações de importação de nafta. <b>Situação atual:</b> As questões estão sendo discutidas no âmbito administrativo.	3.518
6) Não recolhimento da CIDE no período de março de 2002 a outubro de 2003 em transações com distribuidoras e postos de combustíveis detentores de medidas judiciais liminares que determinavam a venda sem repasse do referido tributo. <b>Situação atual:</b> Aguardando julgamento de recurso na Câmara Superior de Recursos Fiscais - CSRF.	1.456
7) Não recolhimento de IOF sobre operações de mútuos. <b>Situação atual:</b> Aguardando julgamento de defesa e de recurso na esfera administrativa.	3.602
8) IRRF sobre remessas ao exterior para pagamento de importação de petróleo. <b>Situação atual:</b> Aguardando julgamento de defesa e de recurso na esfera administrativa.	3.824
<b>Autor: Secretaria da Fazenda do Estado do Rio de Janeiro</b>	
9) ICMS em operações de saída de Líquido de Gás Natural - LGN sem emissão de documento fiscal, no âmbito do estabelecimento centralizador. <b>Situação atual:</b> A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas, onde a companhia tem buscado assegurar os seus direitos.	2.845
10) Falta de recolhimento de ICMS nas operações de venda de querosene de aviação, em razão da declaração de inconstitucionalidade do Decreto 36.454/2004. <b>Situação atual:</b> A questão envolve processos que tramitam no âmbito administrativo, onde a companhia apresentou defesa.	1.621
<b>Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo</b>	
11) Afastamento de cobrança de ICMS na importação de sonda de perfuração - admissão temporária em São Paulo e desembaraço no Rio de Janeiro e multa pelo descumprimento de obrigações acessórias. <b>Situação atual:</b> Um dos processos se encontra em fase administrativa e outro já foi judicializado, com sentença favorável à companhia.	4.258
<b>Autor: Prefeituras Municipais de Anchieta, Aracruz, Guarapari, Itapemirim, Marataízes, Linhares, Vila Velha, Vitória e Maragogipe.</b>	
12) Falta de retenção e recolhimento de imposto incidente sobre serviços prestados em águas marítimas (ISSQN) em alguns municípios localizados no Estado do Espírito Santo, apesar de a Petrobras ter realizado a retenção e o recolhimento desse imposto aos cofres dos municípios onde estão estabelecidos os respectivos prestadores de serviços, em conformidade com a Lei Complementar n.º 116/03. <b>Situação atual:</b> A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas, onde a companhia tem buscado assegurar os seus direitos.	1.899
<b>Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do Rio de Janeiro e de Sergipe</b>	
13) Aproveitamento de créditos de ICMS na aquisição de brocas de perfuração e de produtos químicos utilizados na formulação de fluido de perfuração. <b>Situação atual:</b> A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas, onde a companhia tem buscado assegurar os seus direitos.	944
14) <b>Processos diversos de natureza fiscal</b>	8.095
<b>Total de processos de natureza fiscal</b>	<b>50.549</b>

## b) Processos de natureza cível - gerais

Descrição dos processos de natureza cível	Estimativa
<b>Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP</b>	
1) Processo judicial que discute diferença de participação especial nos campos da bacia de Campos. Inclui, também, processo judicial que discute multa por descumprimento de programas exploratórios mínimos e processos administrativos que discutem multas por supostas irregularidades nos sistemas de medição em plataformas. <b>Situação atual:</b> As questões envolvem processos em fase administrativa e judicial diversas, onde a companhia tem buscado assegurar os seus direitos.	1.860
2) Processos diversos de natureza cível	3.084
<b>Total de processos de natureza cível</b>	<b>4.944</b>

## c) Outras informações

### Autor: Porto Seguro Imóveis Ltda.

Em 28 de agosto de 2012, o Superior Tribunal de Justiça (STJ), por unanimidade, deu provimento ao Recurso Especial interposto pela Petrobras, julgando improcedente a ação da Porto Seguro Imóveis Ltda., antigo acionista minoritário da Petroquisa, relativa a alegados prejuízos decorrentes da venda da participação acionária em diversas empresas petroquímicas incluídas no Programa Nacional de Desestatização. Em razão do referido julgamento, a contingência no valor estimado de R\$ 8.165 passou à expectativa de perda remota.

### 27.4. Contingências de parcerias operacionais - Campo de Frade

Em novembro de 2011, ocorreu um derramamento de óleo no campo de Frade, localizado na Bacia de Campos, que é operado pela Chevron Brasil. A promotória pública federal está conduzindo uma investigação e iniciou um processo reivindicando R\$ 20 bilhões de indenização, contra a Chevron Brasil, Chevron Latin America Marketing LLC e Transocean Brasil Ltda, este último operador da plataforma na ocasião do derramamento.

Em abril de 2012, uma nova ação civil pública foi ajuizada pelo Ministério Público Federal - MPF contra a Chevron e a Transocean, em razão de gotejamento de óleo identificado em imagens subaquáticas dentro do mesmo campo de Frade. O MPF pretende nessa ação a condenação das rés em outros R\$ 20 bilhões a título de indenização por danos à coletividade.

A avaliação dos nossos advogados considerou que os valores reivindicados não são razoáveis e são desproporcionalmente altos em relação à extensão dos danos causados. Na segunda ação, como o óleo não foi identificado na superfície, sequer se concebe a existência de algum dano efetivo à coletividade.

A Petrobras possui participação de 30% do consórcio de Frade. Embora não seja parte dos processos, em razão da participação, a Petrobras pode ser contratualmente obrigada a arcar com 30% do total de contingências relacionadas ao campo de Frade. Caso a Chevron seja responsabilizada legalmente, a Petrobras pode estar sujeita contratualmente ao pagamento de até 30% dos custos referentes às indenizações.

### 27.5. Contingências Ativas

#### 27.5.1. Recuperação de custos de manutenção - Barracuda & Caratinga

Em 2006, a Petrobras, na qualidade de representante da Barracuda & Caratinga Leasing Company B.V. - BCLC, recorreu ao processo arbitral no exterior contra a Kellogg, Brown, Root, LLC - KBR para obtenção de indenização por custos de manutenção realizada nas linhas flexíveis do campo de Barracuda e Caratinga, no período coberto por garantia contratual.

Em 21 de setembro de 2011, o Tribunal arbitral deu ganho de causa à BCLC, de forma definitiva, condenando a KBR a indenizá-la em R\$ 339, pleiteados na arbitragem, acrescidos de custos internos da Petrobras na condução da arbitragem, além de honorários advocatícios e custas do processamento arbitral. Após decisão, a Petrobras reconheceu em 2011 o valor de R\$ 339 no ativo.

A Halliburton, garantidora da KBR negociou em dezembro de 2012 com BCLC um acordo para solução da arbitragem no valor de R\$ 446, cujo pagamento foi efetuado em 11 de janeiro de 2013.

#### 27.5.2. Recuperação de PIS e COFINS

A Petrobras e subsidiárias ajuizaram ações ordinárias contra a União referentes à recuperação, por meio de compensação, dos valores recolhidos a título de PIS sobre receitas financeiras e variações cambiais ativas, no período compreendido entre fevereiro de 1999 e novembro de 2002, e COFINS compreendido entre fevereiro de 1999 a janeiro de 2004, considerando a inconstitucionalidade do §1º do art. 3º da Lei 9.718/98.

Em 9 de novembro de 2005, o Supremo Tribunal Federal considerou inconstitucional o respectivo §1º do art. 3º da Lei 9.718/98.

Em 18 de novembro de 2010, o Superior Tribunal de Justiça julgou procedente a ação da Petrobras, ajuizada em 2006 para recuperar os valores de COFINS do período de janeiro de 2003 a janeiro de 2004. Após o trânsito em julgado da ação, a companhia reconheceu o valor de R\$ 497 (R\$ 349 na controladora) como impostos a recuperar no ativo não circulante.

Em 31 de dezembro de 2012, a companhia possui R\$ 2.216 (R\$ 2.135 na Controladora) relativos a estas ações que ainda não estão refletidos nas informações contábeis em virtude da ausência de decisão favorável definitiva.

#### 27.5.3. Ação judicial nos Estados Unidos - P-19 e P-31

Em 2002, a Brasoil e a Petrobras venceram, em primeira instância, perante a Justiça norte-americana, ações conexas movidas pelas seguradoras United States Fidelity & Guaranty Company e American Home Assurance

Company, as quais tentavam obter, desde 1997, em face da primeira (Brasoil), declaração judicial que as isentassem da obrigação de pagar o valor do seguro de construção *performance bond* das plataformas P-19 e P-31, e, em face da segunda (Petrobras), buscavam ressarcimento de quaisquer quantias que viessem a ser condenadas no processo de execução da *performance bond*.

A Justiça Americana proferiu decisão executiva em 21 de julho de 2006, condicionando o pagamento dos valores devidos à Brasoil ao encerramento definitivo de ações com idêntico objeto em curso perante a Justiça Brasileira.

A Brasoil, Petrobras e as Seguradoras formularam os pedidos de encerramento dos processos no Brasil, o que foi deferido em primeira e segunda instância, mas que, no momento, aguarda decisão do Superior Tribunal de Justiça, onde se encontra em razão de recurso apresentado pela construtora das plataformas.

Em 2012, a companhia intensificou as medidas para encerramento das ações, cujo valor da indenização é de aproximadamente US\$ 245 milhões.

### 28 COMPROMISSO DE COMPRA DE GÁS NATURAL

A Petrobras assinou contrato com a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos - YPFB, tendo por objetivo a compra de um total de 201,9 bilhões de m³ de gás natural ao longo de sua vigência, comprometendo-se a comprar volumes mínimos anuais a um preço calculado segundo fórmula atrelada ao preço do óleo combustível. O contrato tem vigência inicial até 2019, que será prorrogada até que todo o volume contratado seja consumido.

Em 31 de dezembro de 2012, o compromisso de compra mínima para o período de 2013 até 2019 é de aproximadamente 61,5 bilhões de m³ de gás natural equivalente a 24,06 bilhões de m³ por dia, que corresponde a um valor total estimado de US\$ 17,90 bilhões.

### 29 GARANTIAS AOS CONTRATOS DE CONCESSÃO PARA EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO

A Petrobras concedeu garantias à Agência Nacional de Petróleo Gás Natural e Biocombustível - ANP no total de R\$ 6.404 para os Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração, permanecendo em vigor R\$ 5.626 líquidos dos compromissos já cumpridos. Desse montante, R\$ 3.194 correspondem ao penhor do petróleo de campos previamente identificados e já em fase de produção e R\$ 2.432 referem-se a garantias bancárias.

### 30 GERENCIAMENTO DE RISCOS E INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS

A Petrobras está exposta a uma série de riscos decorrentes de suas operações, tais como: risco de mercado relacionado aos preços do petróleo e derivados, às taxas cambiais e de juros, riscos de crédito e de liquidez.

#### 30.1. Gerenciamento dos riscos

A política de gestão de riscos da Petrobras visa contribuir para um balanço adequado entre os seus objetivos de crescimento e retorno e seu nível de exposição a riscos, quer inerentes ao próprio exercício das suas atividades, quer decorrentes do contexto em que ela opera, de modo que, através da alocação efetiva dos seus recursos físicos, financeiros e humanos, a companhia possa atingir suas metas estratégicas.

A Diretoria Executiva, responsável pelo gerenciamento de riscos da Petrobras, instituiu o Comitê de Integração Financeira para avaliar e estabelecer periodicamente diretrizes para medição, monitoramento e gerenciamento dos riscos e para suportar as suas decisões. Este Comitê é composto permanentemente por todos os gerentes executivos da área financeira e, em caso de temas específicos, por gerentes executivos das áreas de negócios.

#### 30.2. Risco de mercado

##### 30.2.1. Gerenciamento de risco de preços de petróleo e derivados

A Petrobras mantém, preferencialmente, a exposição ao ciclo de preços, não utilizando derivativos para a proteção de operações de compra ou venda de mercadorias cujo objetivo é atender às necessidades operacionais da companhia.

As operações com derivativos limitam-se à proteção dos resultados esperados das transações realizadas no exterior, usualmente de curto prazo, acompanhando os prazos das operações comerciais.

Os principais parâmetros utilizados na gestão de risco, para variações de preços de petróleo e derivados da Petrobras, nas transações realizadas no exterior são o fluxo de caixa operacional em risco (CFAR), o Valor em Risco *Value at Risk-VAR* e *Stop Loss*.

#### a) Valor de referência (nocional), valor justo e garantias dos derivativos de petróleo e derivados

	Consolidado				Vencimento
	Valor nocional (em mil bbl) (*)		Valor justo (**)		
	31.12.2012	31.12.2011	31.12.2012	31.12.2011	
<b>Balanco patrimonial</b>	<b>31.12.2012</b>	<b>31.12.2011</b>	<b>31.12.2012</b>	<b>31.12.2011</b>	
<b>Contratos Futuros</b> .....	<b>(3.380)</b>	<b>(6.217)</b>	<b>(36)</b>	<b>34</b>	2013/2014
Compromissos de compra.....	16.500	30.193			
Compromissos de venda.....	(19.880)	(36.410)			
<b>Contratos de Opções</b> .....	<b>(2.050)</b>	<b>(2.130)</b>	<b>(3)</b>	<b>(4)</b>	2013
<b>Compra</b> .....	<b>(1.080)</b>	<b>(730)</b>	<b>(2)</b>	<b>(3)</b>	
Posição titular.....	3.204	6.728			
Posição lançadora.....	(4.284)	(7.458)			
<b>Venda</b> .....	<b>(970)</b>	<b>(1.400)</b>	<b>(1)</b>	<b>(1)</b>	
Posição titular.....	2.029	3.990			
Posição lançadora.....	(2.999)	(5.390)			
<b>Contratos a termo</b> .....	<b>=</b>	<b>275</b>	<b>=</b>	<b>=</b>	2012
Posição comprada.....	=	275	=	=	
Posição vendida					
<b>Total registrado em outros ativos e passivos circulantes</b> .....			<b>(39)</b>	<b>30</b>	

(\*) Valor de Referência (nocional) negativo representa posição vendida.

(\*\*) Os valores justos negativos foram contabilizados no passivo e os positivos no ativo.

	Consolidado	2012	2011
<b>Resultado financeiro</b>			
Perda registrada no resultado do exercício.....		(192)	(357)

	Consolidado	2012	2011
<b>Garantias dadas como colaterais</b>			
Constituídas geralmente de depósitos.....		211	168

#### b) Análise de sensibilidade de derivativos de petróleo e derivados

O cenário provável é o valor justo em 31 de dezembro de 2012, os cenários possível e remoto consideram a deterioração dos preços na variável de risco de 25% e 50%, respectivamente, em relação a mesma data.

	Consolidado		
	Provável em 31.12.2012	Possível (Δ25%)	Remoto (Δ50%)
<b>Petróleo e derivados</b>			
<b>Derivativo</b> (alta do petróleo Brent)	(42)	(318)	(595)
<b>Estoque</b> (baixa do petróleo Brent)	34	309	584
	<u>(8)</u>	<u>(9)</u>	<u>(11)</u>
<b>Diesel</b> .....			
<b>Derivativo</b> (baixa do Diesel)	(4)	(102)	(199)
<b>Estoque</b> (alta do Diesel)	1	100	198
	<u>(3)</u>	<u>(2)</u>	<u>(1)</u>
<b>Frete</b> .....			
<b>Derivativo</b> (baixa do Frete)	=	(1)	(2)
<b>Estoque</b> (alta do Frete)	1	1	2
	<u>1</u>	<u>=</u>	<u>=</u>
<b>Gasolina</b> .....			
<b>Derivativo</b> (alta da gasolina)	(4)	(6)	(8)
<b>Estoque</b> (baixa da gasolina)	3	5	8
	<u>(1)</u>	<u>(1)</u>	<u>=</u>
<b>Nafta</b> .....			
<b>Derivativo</b> (baixa da nafta)	(1)	(10)	(20)
<b>Estoque</b> (alta da nafta)	2	11	21
	<u>1</u>	<u>1</u>	<u>1</u>
<b>Óleo Combustível</b> .....			
<b>Derivativo</b> (alta do óleo combustível)	1	(136)	(273)
<b>Estoque</b> (baixa do óleo combustível)	(7)	128	263
	<u>(6)</u>	<u>(8)</u>	<u>(10)</u>
<b>WTI</b> .....			
<b>Derivativo</b> (baixa do WTI)	12	58	105
<b>Estoque</b> (alta do WTI)	(12)	(60)	(108)
	<u>=</u>	<u>(2)</u>	<u>(3)</u>

#### c) Derivativos embutidos - Venda de etanol

A companhia celebrou um contrato de venda de etanol hidratado por uma fórmula de preço definida no momento da assinatura do contrato. A definição de preço de cada carregamento de etanol hidratado entregue neste contrato envolve duas cotações de referências distintas: etanol e nafta.

Considerando que a cotação da nafta não mantém relação estrita com o custo ou valor de mercado do etanol, a parcela referente ao instrumento derivativo foi separada do contrato principal, reconhecida a valor justo (nível 3) e classificada como resultado financeiro. A companhia determinou o valor justo deste contrato baseado na diferença entre os *spreads* de nafta e etanol.

Os valores de referência (nocional), justo e a análise de sensibilidade do *swap* encontram-se a seguir:

Contrato a Termo	Valor nocional		Análise de sensibilidade em 31.12.2012				
	Valor justo		Provável	Possível	Remoto		
	(em mil m³)	2012	2011	Risco	31.12.2012 (*)	(Δde 25%)	(Δde 50%)
<b>Posição comprada (vencimento em 2015)</b>	<b>663</b>	<b>74</b>	<b>49</b>	Queda no <i>spread</i> Nafta X Etanol	<b>(7)</b>	<b>(66)</b>	<b>(135)</b>

(\*) O Cenário provável foi obtido pela diferença entre os contratos futuros de etanol e nafta com vencimento para 31 de março de 2013.

# Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

Resultado financeiro	2012	2011
Ganho (perda) registrado no resultado do exercício.....	22	(55)

A companhia determinou o valor justo deste contrato baseado em práticas utilizadas no mercado, em que seapura a diferença entre os *spreads* de nafta e etanol. O preço de venda do etanol no contrato é referente ao mercado brasileiro (ESALQ). Os parâmetros utilizados no cálculo tiveram seus valores obtidos das cotações de mercado do preço do etanol e da nafta no mercado futuro da *Chicago Board of Trade* (CBOT) no último dia útil do período das informações contábeis.

### 30.2.2. Gerenciamento de risco cambial

O risco cambial é um dos riscos financeiros a que a companhia está exposta, sendo este oriundo de movimentos nos níveis ou na volatilidade de taxas de câmbio que referenciam posições ativas e passivas.

No que se refere ao gerenciamento de riscos cambiais, a Petrobras busca identificá-los e tratá-los de forma integrada através do reconhecimento ou criação de proteções naturais (*hedges* naturais), beneficiando-se das correlações entre suas receitas e despesas. No curto prazo, nos casos em que a exposição cambial decorre dos contratos em que o custo e a remuneração envolvem moedas distintas, a proteção se dá por meio da alocação das aplicações do caixa entre real, dólar ou outra moeda.

O gerenciamento de riscos é feito para a exposição líquida. São elaboradas análises periódicas do risco cambial subsidiando as decisões da Diretoria Executiva. A estratégia de gerenciamento de riscos cambiais pode envolver o uso de instrumentos financeiros derivativos para minimizar a exposição cambial de certas obrigações da companhia.

#### a) Principais transações e compromissos futuros protegidos por operações com derivativos de moeda estrangeira

##### Contratos de Swap

###### *Iene x Dólar*

A companhia contratou uma operação de proteção patrimonial *hedge* denominada *cross currency swap* para cobertura dos *Bonds* emitidos em ienes, de forma a fixar em dólares os custos desta operação. A companhia não tem intenção de liquidar tais contratos antes do prazo de vencimento. Para essa relação entre o derivativo e o empréstimo, qualificada como *hedge* de fluxo de caixa, foi adotada metodologia de contabilização de operações de *hedge* (*hedge accounting*).

As alterações no valor justo, na medida da eficácia da operação, testada trimestralmente, são contabilizadas em outros lucros abrangentes acumulados, até que o resultado do item objeto de *hedge* seja realizado.

#### b) Valor de referência (nocial), valor justo e garantias

	Consolidado			
	Valor nocial (em milhões)		Valor justo	
	2012	2011	2012	2011
<b>Balanco patrimonial</b>				
<b>Cross Currency Swap</b> (vencimento em 2016).....			156	243
Posição ativa (JPY) - 2,15% a.a. ....	JPY 35.000	JPY 35.000	887	926
Posição passiva (US\$) - 5,69% a.a. ....	USD 298	USD 298	(731)	(683)
<b>Swap</b> (vencimento em 2012).....			-	32
Posição ativa - US\$.....		USD 127	-	241
Posição passiva - R\$ CDI.....		BRL 199	-	(209)
<b>Venda de dólar a termo</b> .....	USD 1.077	USD 87	1	(3)
<b>Total registrado em outros ativos e passivos</b> .....			157	272

Resultado financeiro e patrimônio líquido	2012	2011
Ganho registrado no resultado do período.....	82	25
Ganho registrado no patrimônio líquido.....	14	8

As operações existentes de derivativos de moeda estrangeira não exigem depósito de margem de garantia.

#### c) Análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial

A companhia possui ativos e passivos sujeitos a variações de moedas estrangeiras, cuja principal exposição é o Real em relação ao Dólar norte-americano. Os saldos de ativos e passivos em moeda estrangeira de subsidiárias e controladas no exterior não são inseridos na exposição apresentada abaixo, quando realizados em moeda equivalente às suas respectivas moedas funcionais, cujo efeito de conversão das demonstrações contábeis para o Real é registrado em conta de Ajuste Acumulado de Conversão, diretamente no patrimônio líquido, sendo transferido para o resultado quando da sua realização.

O cenário considerado provável e referenciado por fonte externa, além dos cenários possível e remoto que consideram valorização do câmbio (risco) em 25% e 50%, respectivamente, estão descritos a seguir:

Instrumentos	Exposição em 31.12.2012	Risco	Consolidado		
			Cenário Provável (*)	Cenário Possível (Ade 25%)	Cenário Remoto (Ade 50%)
Instrumentos financeiros ativos .....	8.407		75	2.102	4.204
Instrumentos financeiros passivos .....	(90.784)	Dólar	(814)	(22.696)	(45.392)
Derivativo <i>Forward</i> (vendido) .....	(2.201)		(29)	(550)	(1.100)
	<b>(84.578)</b>		<b>(768)</b>	<b>(21.144)</b>	<b>(42.288)</b>
Instrumentos financeiros ativos .....			-	-	-
Instrumentos financeiros passivos .....	(2.298)	Iene	(99)	(575)	(1.149)
Derivativo - <i>Cross Currency Swap</i> .....	830		(3)	229	453
	<b>(1.468)</b>		<b>(102)</b>	<b>(346)</b>	<b>(696)</b>
Instrumentos financeiros ativos .....	6.451	Euro	(192)	1.613	3.225
Instrumentos financeiros passivos .....	(16.426)		489	(4.107)	(8.213)
	<b>(9.975)</b>		<b>297</b>	<b>(2.494)</b>	<b>(4.988)</b>
Instrumentos financeiros ativos .....	1.755	Libra	(28)	439	877
Instrumentos financeiros passivos .....	(5.221)		82	(1.305)	(2.610)
	<b>(3.466)</b>		<b>54</b>	<b>(866)</b>	<b>(1.733)</b>
Instrumentos financeiros ativos .....	781	Peso	(29)	195	390
Instrumentos financeiros passivos .....	(2.474)		92	(619)	(1.237)
	<b>(1.693)</b>		<b>63</b>	<b>(424)</b>	<b>(847)</b>
	<b>(101.180)</b>		<b>(456)</b>	<b>(25.274)</b>	<b>(50.552)</b>

(\*) O cenário provável foi calculado considerando-se os seguintes riscos para 31 de março de 2013: Real x Dólar - desvalorização do real em 0,9% / Iene x Dólar - valorização do Iene em 4,53% / Euro x Dólar - desvalorização do Euro em 2,98% / Libra x Dólar - desvalorização da Libra em 1,57% / Peso x Dólar - desvalorização do Peso em 3,87%. Os dados foram obtidos a partir do Relatório Focus e da Bloomberg.

A exposição líquida da Petrobras ao risco cambial não é considerado significativo no longo prazo, em função do equilíbrio existente entre passivos, ativos, receitas e compromissos futuros em moeda estrangeira no longo prazo, mitigando o impacto de possíveis variações cambiais no fluxo de caixa, não comprometendo sua liquidez no curto prazo, considerando que grande parcela da dívida vence no longo prazo.

### 30.2.3. Gerenciamento de risco de taxa de juros

O risco da taxa de juros a que a companhia está exposta é, principalmente, em função da LIBOR, para os financiamentos expressos em moeda estrangeira, e da taxa de juros de longo prazo (TJLP) para os financiamentos expressos em Reais. O aumento das taxas implica em acréscimo das despesas financeiras impactando negativamente a posição financeira da Petrobras.

A Petrobras considera que a exposição às flutuações das taxas de juros não acarreta impacto relevante, de forma que, preferencialmente, não utiliza instrumentos financeiros derivativos para gerenciar esse tipo de risco; exceto em função de situações específicas apresentadas por empresas do sistema Petrobras.

#### a) Principais transações e compromissos futuros protegidos por operações com derivativos

##### Contratos de Swap

###### *Taxa de juros flutuante (Libor USD) x Taxa fixa (USD)*

A companhia contratou uma operação denominada *swap* de taxa de juros, com o objetivo de transformar um financiamento atrelado a uma taxa flutuante em taxa fixa, de forma a eliminar o descasamento entre os fluxos de caixa ativos e passivos de projeto de investimento. A companhia não tem intenção de liquidar a operação antes de seu vencimento e, para tanto, adotou a metodologia de contabilização de operações de *hedge* (*hedge accounting*) para a relação entre o financiamento e o derivativo.

As demais operações em aberto estão dispostas na tabela a seguir:

#### b) Valor de referência (nocial), valor justo, garantias e análise de sensibilidade

	Consolidado			
	Valor nocial (em milhões)		Valor justo	
	2012	2011	2012	2011
<b>Balanco patrimonial</b>				
<b>Swap</b> (vencimento em 2020)				
Posição passiva .....	USD 460	USD 478	(85)	(67)
<b>Swap</b> (vencimento em 2015).....			(2)	(3)
Posição ativa - Euribor.....	EUR 15	EUR 20	1	1
Posição passiva - Taxa fixa 4,19%.....	EUR 15	EUR 20	(3)	(4)
<b>Total registrado em outros ativos e passivos</b> .....			<b>(87)</b>	<b>(70)</b>

Resultado financeiro e patrimônio líquido	2012	2011
Perda registrada no resultado do exercício.....	(1)	-
Perda registrada no patrimônio líquido.....	(18)	(34)

Derivativos de Juros	Risco	Consolidado		
		Cenário Provável (*)	Cenário Possível (Ade 25%)	Cenário Remoto (Ade 50%)
<i>Hedge</i> (Derivativo - <i>Swap</i> ).....	Queda da libor	(89)	(7)	(24)
Dívida.....	Alta da libor	89	7	24
<b>Efeito Líquido</b> .....		-	-	-
<i>Hedge</i> (Derivativo - <i>Swap</i> ).....	Queda do euribor	-	1	-
Dívida.....	Alta do euribor	-	(1)	-
<b>Efeito Líquido</b> .....		-	-	-

(\*) O cenário provável foi obtido a partir dos futuros de LIBOR

As operações existentes de derivativos de taxa de juros não exigem depósito de margem de garantia.

### 30.3. Risco de crédito

A Petrobras está exposta ao risco de crédito de clientes e de instituições financeiras, decorrente de suas operações comerciais e da administração de seu caixa. Tais riscos consistem na possibilidade de não recebimento de vendas efetuadas e de valores aplicados, depositados ou garantidos por instituições financeiras.

A gestão do risco de crédito na Petrobras faz parte do gerenciamento dos riscos financeiros, que é realizado pelos diretores da companhia, segundo uma política corporativa de gerenciamento de riscos. As Comissões de Crédito são compostas, cada uma, pelos Gerentes Executivos das áreas de risco, finanças e comerciais.

As Comissões de Crédito têm por finalidade analisar as questões vinculadas à gestão do crédito, tanto no que diz respeito à sua concessão, quanto à sua administração; promover a integração entre as unidades que as compõem; identificar as recomendações a serem aplicadas nas unidades envolvidas ou submetidas à apreciação das instâncias superiores.

A política de gestão de risco de crédito faz parte da política global de gestão de riscos da companhia e visa conciliar a necessidade de minimizar a exposição ao risco de crédito e de maximizar o resultado das vendas e operações financeiras, mediante processo de análise, concessão e gerenciamento dos créditos de forma eficiente.

A Petrobras utiliza, na gestão de riscos de crédito, parâmetros quantitativos e qualitativos adequados a cada um dos segmentos de mercado em que atua.

A carteira de crédito comercial da companhia é bastante diversificada, estando os créditos concedidos divididos entre clientes do mercado interno do país e de mercados do exterior.

O crédito concedido a instituições financeiras está distribuído entre os principais bancos internacionais considerados pelas classificadoras internacionais de riscos como Grau de Investimento e os mais importantes bancos brasileiros.

A exposição máxima ao risco de crédito está representada principalmente pelo saldo de contas a receber e operações com derivativos em aberto.

### 30.4. Risco de liquidez

O Risco de liquidez da companhia é representado pela possibilidade de insuficiência de recursos, caixa ou outro ativo financeiro, para liquidar as obrigações nas datas previstas.

A política de gerenciamento de risco de liquidez adotada pela companhia prevê a continuidade do alongamento do prazo de vencimento de suas dívidas, explorando a capacidade de financiamento do mercado doméstico e desenvolvendo uma forte presença no mercado internacional de capitais, através da ampliação da base de investidores em renda fixa.

A Petrobras financia o capital de giro através da centralização do caixa do sistema e assumindo dívidas de curto prazo que normalmente são relacionadas ao fluxo comercial, como notas de crédito de exportação e adiantamentos de contratos de câmbio. Os investimentos em ativos não circulantes são financiados por meio de dívidas de longo prazo como emissão de bônus no mercado internacional, agências de crédito, financiamento e pré-pagamento de exportação, bancos de desenvolvimento do Brasil e do exterior e linhas de crédito com bancos comerciais nacionais e internacionais.

Fluxo nominal de principal e juros dos financiamentos por vencimento:

Vencimento	Consolidado
2013 .....	22.814
2014 .....	18.168
2015 .....	24.570
2016 .....	37.284
2017 .....	26.433
2018 .....	38.465
2019 em diante.....	110.322
Em 31 de dezembro de 2012.....	<b>278.056</b>
Em 31 de dezembro de 2011 .....	<b>229.381</b>

### 30.5. Aplicações financeiras (operações com derivativos)

As operações com derivativos, tanto no mercado interno quanto no mercado externo, destinam-se exclusivamente à troca de indexadores dos ativos que compõem as carteiras, e tem o objetivo de dar maior flexibilidade aos administradores na busca pela eficiência no gerenciamento das disponibilidades.

A tabela a seguir representa os valores de mercado das operações com derivativos contidas nos fundos de investimento exclusivos em 31 de dezembro de 2012:

Contrato	Quantidade Contratos (em milhares)	Valor nocial	Valor justo	Vencimento
<b>DI Futuro</b>			<b>2</b>	<b>2013 a 2015</b>
Posição comprada .....	117.174	10.877	1	
Posição vendida .....	(164.166)	(15.066)	1	
<b>Dólar Futuro</b>			-	<b>2013</b>
Posição comprada .....	110	11	(1)	
Posição vendida .....	(331)	(34)	1	
<b>Swap</b>			<b>2</b>	<b>2014</b>
Posição Ativa .....	-	405	9	
Posição Passiva .....	-	(405)	(7)	

### 31 VALOR JUSTO DOS ATIVOS E PASSIVOS FINANCEIROS

Os valores justos são determinados com base em cotações de preços de mercado, quando disponíveis, ou, na falta destes, no valor presente de fluxos de caixa esperados. Os valores justos de caixa e equivalentes de caixa, de contas a receber de clientes, da dívida de curto prazo e de contas a pagar a fornecedores são equivalentes aos seus valores contábeis. Os valores justos de outros ativos e passivos de longo prazo não diferem significativamente de seus valores contábeis.

O valor justo estimado para os empréstimos de longo prazo, em 31 de dezembro de 2012, é de R\$ 191.478 calculado a taxas de mercado vigentes, considerando natureza, prazo e riscos similares aos dos contratos e pode ser comparado com o valor contábil de R\$ 180.818.

A hierarquia dos valores justos dos ativos e passivos financeiros registrados em base recorrente está demonstrada a seguir:

Ativos	Valor justo medido com base em			
	Preços cotados em mercado ativo (Nível I)	Técnica de valoração suportada por preços observáveis (Nível II)	Técnica de valoração sem o uso de preços observáveis (Nível III)	Total do valor justo contabilizado
<b>Ativos</b>				
Títulos e valores mobiliários .....	21.376	-	-	21.376
Derivativos de <i>commodities</i> .....	-	-	74	74
Derivativos de Moeda Estrangeira.....	1	156	-	157
Derivativos (Aplicações Financeiras).....	4	-	-	4
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2012</b> .....	<b>21.381</b>	<b>156</b>	<b>74</b>	<b>21.611</b>
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2011</b> .....	<b>22.362</b>	<b>243</b>	<b>49</b>	<b>22.654</b>
<b>Passivos</b>				
Derivativos de <i>commodities</i> .....	(39)	-	-	(39)
Derivativos de Juros .....	(87)	-	-	(87)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2012</b> .....	<b>(126)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(126)</b>
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2011</b> .....	<b>(106)</b>	<b>(3)</b>	<b>-</b>	<b>(109)</b>

### 32 SEGUROS

Para proteção do seu patrimônio a Petrobras transfere, através da contratação de seguros, os riscos que, na eventualidade de ocorrência de sinistros, possam acarretar prejuízos que impactem, significativamente, o patrimônio da companhia, bem como os riscos sujeitos a seguro obrigatório, seja por disposições legais ou contratuais. Os demais riscos são objeto de autosseguro com a Petrobras, intencionalmente, assumindo o risco integral, mediante ausência de seguro. A companhia, assume parcela expressiva de seu risco, contratando franquias que podem chegar ao montante equivalente a US\$ 80 milhões.

As premissas de risco adotadas não fazem parte do escopo de uma auditoria de demonstrações contábeis. Consequentemente, não foram examinados pelos nossos auditores independentes.

# Petróleo Brasileiro S.A.

CNPJ Nº 33.000.167/0001-01 – Companhia Aberta

As informações principais sobre a cobertura de seguros vigente em 31 de dezembro de 2012 podem ser assim demonstradas:

Ativo	Tipos de cobertura	Importância segurada	
		Consolidado	Controladora
Instalações, equipamentos e produtos em estoque	Incêndio, riscos operacionais e riscos de engenharia	299.663	178.806
Navios-tanque e embarcações auxiliares	Cascos	6.094	–
Plataformas fixas, sistemas flutuantes de produção e unidades de perfuração marítimas	Riscos de petróleo	60.316	17.778
<b>Total</b>		<b>366.073</b>	<b>196.584</b>

A Petrobras não faz seguros de lucros cessantes, controle de poços (operações no Brasil), automóveis e da malha de dutos no Brasil.

## 33 EVENTOS SUBSEQUENTES

### Captação da PGT

Em 28 de janeiro de 2013 a Petróleo Brasileiro S.A., por meio de sua controlada indireta Petrobras Global Trading B.V. (PGT), assinou contrato de financiamento no montante de US\$ 500 milhões, com vencimento em seis anos, taxa de juros Libor de 6 meses + 1,95% a.a. e pagamento de juros semestral.

### Informações sobre reservas de petróleo e gás (não auditadas)

As atividades de exploração, desenvolvimento e produção das reservas de petróleo e de gás natural no Brasil eram exercidas, exclusivamente, sob a modalidade de concessão até a promulgação da Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010, que introduziu o contrato de Cessão Onerosa, em áreas específicas do Pré-sal e da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, que introduziu o regime de partilha de produção onde áreas do Pré-sal e outras consideradas estratégicas passam a ser contratadas pela União. No exterior, a companhia detém a maior parte de seus contratos sob a modalidade de concessão. Portanto, nos ativos da companhia são apresentados os gastos incorridos para explorar e desenvolver a produção e não o volume de reservas monetizadas.

As reservas de petróleo e gás provadas correspondem às quantidades estimadas de petróleo bruto, gás natural e condensado que pela análise dos dados de geo-engenharia, podem ser estimados com razoável certeza, considerados comerciais, de um reservatório conhecido, sob condições econômicas definidas, métodos de operação conhecidos e sob as condições regulatórias vigentes, numa determinada data.

As reservas provadas desenvolvidas correspondem às quantidades de hidrocarbonetos que se espera recuperar nos projetos existentes de exploração de óleo e gás através de poços, equipamentos e métodos operacionais

## CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

### GUIDO MANTEGA

Presidente

### FRANCISCO ROBERTO DE ALBUQUERQUE

Conselheiro

### JORGE GERDAU JOHANNPETER

Conselheiro

### JOSUÉ CHRISTIANO GOMES DA SILVA

Conselheiro

### LUCIANO GALVÃO COUTINHO

Conselheiro

### SILVIO SINEDINO PINHEIRO

Conselheiro

### MÁRCIO PEREIRA ZIMMERMANN

Conselheiro

### MARIA DAS GRAÇAS SILVA FOSTER

Conselheira

### MIRIAM APARECIDA BELCHIOR

Conselheira

### SÉRGIO FRANKLIN QUINTELLA

Conselheiro

## DIRETORIA EXECUTIVA

### MARIA DAS GRAÇAS SILVA FOSTER

Presidente

### ALMIR GUILHERME BARBASSA

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

### JOSE ALCIDES SANTORO MARTINS

Diretor de Gás e Energia

### JOSE ANTONIO DE FIGUEIREDO

Diretor de Engenharia, Tecnologia e Materiais

### JOSE CARLOS COSENZA

Diretor de Abastecimento

### JOSE EDUARDO DE BARROS DUTRA

Diretor Corporativo e de Serviços

### JOSE MIRANDA FORMIGLI FILHO

Diretor de Exploração e Produção

### MARCOS ANTONIO SILVA MENEZES

Contador - CRC-RJ 35.286/O-1

## RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Ao Conselho de Administração e aos Acionistas

### Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras

Examinamos as demonstrações contábeis individuais da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras (a "Companhia" ou "Petrobras") que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2012 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como o resumo das principais políticas contábeis e as demais notas explicativas.

Examinamos também as demonstrações contábeis consolidadas da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras e suas controladas ("Consolidado") que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2012 e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como o resumo das principais políticas contábeis e as demais notas explicativas.

### Responsabilidade da administração sobre as demonstrações contábeis

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações contábeis individuais de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e dessas demonstrações contábeis consolidadas de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)* e as práticas contábeis adotadas no Brasil, assim como pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou por erro.

### Responsabilidade dos auditores independentes

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelo auditor e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e das divulgações apresentados nas demonstrações contábeis. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis, independentemente se causada por fraude ou por erro.

Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui também a avaliação da adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

existentes. As reservas provadas não desenvolvidas correspondem aos volumes de hidrocarbonetos que se esperam recuperar em função de investimentos futuros em perfuração de poços, em equipamentos adicionais.

A estimativa de reservas possui incertezas inerentes ao negócio, e assim sendo alterações podem ocorrer à medida que se amplia o conhecimento, a partir da aquisição de novas informações.

As reservas de petróleo e gás provadas líquidas estimadas pela companhia, de acordo com os critérios definidos pela *Securities and Exchange Commission - SEC*, são as seguintes:

	Petróleo			Gás (bilhões de m³) (*)			Petróleo + Gás		
	(bilhões de bbl) (*)			(bilhões de boe) (*)					
	Brasil	nacional	Total	Brasil	nacional	Total	Brasil	nacional	Total
<b>Saldo em</b>									
31 de dezembro de 2011 ...	10,411	0,364	10,775	293,242	36,839	330,081	12,256	0,580	12,836
Varição das reservas.....	0,815	0,073	0,888	0,649	0,308	0,956	0,822	0,076	0,898
Produção .....	(0,687)	(0,047)	(0,734)	(19,790)	(3,255)	(23,045)	(0,815)	(0,067)	(0,882)
<b>Saldo em</b>									
31 de dezembro de 2012 ...	<u>10,539</u>	<u>0,390</u>	<u>10,929</u>	<u>274,101</u>	<u>33,891</u>	<u>307,992</u>	<u>12,263</u>	<u>0,589</u>	<u>12,852</u>
<b>Reserva de empresas não consolidadas</b>									
Saldo em									
31 de dezembro de 2011..	–	0,030	0,030	–	1,231	1,231	–	0,037	0,037
Saldo em									
31 de dezembro de 2012..	–	0,024	0,024	–	1,352	1,352	–	0,032	0,032
<b>Reservas provadas e desenvolvidas</b>									
Saldo em									
31 de dezembro de 2011..	6,974	0,181	7,155	181,134	14,506	195,640	8,113	0,267	8,380
Saldo em									
31 de dezembro de 2012..	6,398	0,196	6,594	180,486	13,453	193,939	7,533	0,275	7,808

(\*) Não auditado.

Nas reservas provadas internacionais não estão sendo incluídas as reservas da Bolívia, atendendo à exigência da Nova Constituição Política do Estado (NCPE), que proíbe a anotação e registro das reservas de óleo e gás por empresas privadas no país.

### Opinião sobre as demonstrações contábeis individuais

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis individuais acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras em 31 de dezembro de 2012, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

### Opinião sobre as demonstrações contábeis consolidadas

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras e suas controladas em 31 de dezembro de 2012, o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)* e as práticas contábeis adotadas no Brasil.

### Ênfase

Conforme descrito na Nota 2, as demonstrações contábeis individuais foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. No caso da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, essas práticas diferem das IFRS, aplicáveis às demonstrações contábeis separadas, somente no que se refere à avaliação dos investimentos em controladas, coligadas e controladas em conjunto pelo método de equivalência patrimonial, uma vez que para fins de IFRS seria custo ou valor justo, e pela manutenção do saldo de ativo diferido existente em 31 de dezembro de 2008. Nossa opinião não está ressalvada em função desse assunto.

### Outros assuntos


#### Auditoria dos valores correspondentes ao exercício anterior

O exame das demonstrações contábeis do exercício findo em 31 de dezembro de 2011, apresentadas para fins de comparação, foi conduzido sob a responsabilidade de outros auditores independentes, que emitiram relatório de auditoria, com data de 9 de fevereiro de 2012, sem ressalvas.

#### Informação suplementar - demonstrações do valor adicionado, da segmentação de negócios e do balanço social

Examinamos também as demonstrações do valor adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas, as demonstrações consolidadas da segmentação de negócios e as informações contábeis consolidadas contidas no balanço social, preparadas sob a responsabilidade da administração da Companhia, como informação suplementar pelas IFRS, que não requerem a apresentação da DVA e balanço social. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 4 de fevereiro de 2013

 PricewaterhouseCoopers  
Auditores Independentes  
CRC 2SP000160/O-5 "F" RJ

Marcos Donizete Panassol  
Contador  
CRC 1SP155975/O-8 "S" RJ

## PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS, no exercício de suas funções legais e estatutárias, em reunião realizada nesta data, examinou os seguintes documentos emitidos pela PETROBRAS: I- o Relatório Anual da Administração - Exercício de 2012; II- o Balanço Patrimonial e as demais Demonstrações Contábeis, relativos ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012; e III- o Orçamento de Capital para o exercício de 2013.

2. Foram verificadas as seguintes propostas, que estão sendo encaminhadas pela Administração da companhia à aprovação dos acionistas: a) a serem submetidas à deliberação da Assembleia Geral Ordinária - AGO: 1ª) Aprovar o Relatório Anual da Administração - Exercício 2012; 2ª) Aprovar o Balanço Patrimonial e as demais Demonstrações Contábeis da PETROBRAS (Controladora e Consolidadas) - Exercício 2012; 3ª) Aprovar a retenção de lucro remanescente do exercício de 2012, no montante de R\$ 9.939 milhões, sendo R\$ 9.928 milhões proveniente do lucro do exercício de 2012 e R\$ 11 milhões do saldo remanescente de lucros acumulados, que se destina a atender parcialmente o programa anual de investimentos, estabelecido no Orçamento de Capital de 2013, e a retenção de R\$ 19 milhões em reserva de incentivos fiscais; 4ª) Aprovar o Orçamento de Capital - Exercício 2013, no montante de R\$ 66.921 milhões (Recursos Próprios: R\$ 51.140 milhões; e Recursos de Terceiros: R\$ 15.781 milhões); 5ª) Aprovar a destinação do resultado que considera a distribuição do dividendo do exercício de 2012 no montante de R\$ 8.876 milhões (equivalente a R\$ 0,47 por ação ordinária e R\$ 0,96 por ação preferencial), sob a forma de juros sobre o capital próprio, para pagamento em duas parcelas, sendo a primeira em 29 de maio de 2013 e a segunda em 30 de agosto de 2013. Essa proposta de distribuição de dividendo atende aos direitos garantidos estatutariamente às ações preferenciais e distribui às ações ordinárias o dividendo mínimo calculado sobre o lucro básico. Esse dividendo proposto alcançou

44,73% do lucro básico porque o direito dos preferencialistas, de prioridade de 3% da parcela do patrimônio líquido representativa das ações preferenciais, superou o dividendo mínimo equivalente a 25% sobre o lucro básico; e 6ª) Aprovar, em atendimento aos Artigos 41 e 56 do Estatuto Social da PETROBRAS, a parcela que cabe aos administradores da companhia relativamente à participação nos lucros ou resultados (PLR) do exercício de 2012; e b) a ser submetida à deliberação da Assembleia Geral Extraordinária - AGE: Aprovar a incorporação ao capital de parte da reserva de incentivos fiscais, referente ao incentivo para subvenção de investimentos no âmbito da SUDAM e SUDENE, no montante de R\$ 19 milhões, sem a emissão de novas ações, e a consequente alteração do artigo 4º do Estatuto Social da companhia.

3. Com base nos exames efetuados, constatando-se que os referidos documentos societários refletem adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a situação patrimonial e financeira da PETROBRAS, e à vista do parecer da PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes, de 04/02/2013, apresentado sem ressalva, o Conselho Fiscal opina favoravelmente à aprovação das referidas propostas a serem submetidas à discussão e votação nas Assembleias Gerais Ordinária e Extraordinária dos Acionistas da PETROBRAS.

Rio de Janeiro, 04 de fevereiro de 2013  
Marisete Fátima Dadal Pereira - Presidente  
César Acosta Rech - Conselheiro  
Maria Lúcia de Oliveira Falcón - Conselheira  
Nelson Rocha Augusto - Conselheiro  
Paulo José dos Reis Souza - Conselheiro

