

COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS DOS ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA

WASHINGTON, D.C. 20549
FORMULÁRIO 20-F
RELATÓRIO ANUAL
DE ACORDO COM O ARTIGO 13 OU 15(d)
DA LEI DE VALORES MOBILIÁRIOS DE 1934
para o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2010

Nº Registro na Comissão: 001-15106
Petróleo Brasileiro S.A.—PETROBRAS
(Razão Social do requerente conforme especificado neste estatuto)

Brazilian Petroleum Corporation—Petrobras
(Tradução para o inglês da Razão Social do requerente)

República Federativa do Brasil
(Jurisdição de constituição ou organização)

Avenida República do Chile, 65
20031-912 – Rio de Janeiro – RJ
Brasil
(Endereço dos principais escritórios executivos)

Almir Guilherme Barbassa
(55 21) 3224-2040 – barbassa@petrobras.com.br
Avenida República do Chile, 65 – 23º andar
20031-912 – Rio de Janeiro – RJ
Brasil

(Nome, telefone, e-mail e/ou número do fax e endereço da pessoa de contato da sociedade)

Nº Registro da Comissão: 001-33121
Petrobras International Finance Company
(Razão Social do requerente conforme especificado neste estatuto)

Ilhas Cayman
(Jurisdição de constituição ou organização)

4th Floor, Harbour Place
103 South Church Street
P.O. Box 1034GT - BWI
George Town, Grand Cayman
Cayman Islands
(Endereço dos principais escritórios executivos)

Sérvio Túlio da Rosa Tinoco
(55 21) 3224-1410 – ttinoco@petrobras.com.br
Avenida República do Chile, 65 – 3º andar
20031-912 – Rio de Janeiro – RJ
Brasil

(Nome, telefone, e-mail e/ou número do fax e endereço da pessoa de contato da sociedade)

Valores Mobiliários registrados ou a serem registrados de acordo com o Artigo 12(b) da Lei:

<u>Título de cada classe:</u>	<u>Nome de cada bolsa de valores em que foi registrado:</u>
Ações Ordinárias Petrobras, sem valor nominal* Petrobras American Depositary Shares, ou ADSs (conforme provadas por American Depositary Receipts, ou ADRs), cada uma representando 2 Ações Ordinárias	Bolsa de Valores de Nova Iorque* Bolsa de Valores de Nova Iorque
Ações Preferenciais Petrobras, sem valor nominal* Petrobras American Depositary Shares (conforme comprovados por American Depositary Receipts), cada uma representando 2 Ações Preferenciais	Bolsa de Valores de Nova Iorque* Bolsa de Valores de Nova Iorque
6,125% Global Notes com vencimento em 2016, emitidas por PifCo	Bolsa de Valores de Nova Iorque
3,875% Global Notes com vencimento em 2016, emitidas por PifCo	Bolsa de Valores de Nova Iorque
5,875% Global Notes com vencimento em 2018, emitidas por PifCo	Bolsa de Valores de Nova Iorque
7,875% Global Notes com vencimento em 2019, emitidas por PifCo	Bolsa de Valores de Nova Iorque
5,75% Global Notes com vencimento em 2020, emitidas por PifCo	Bolsa de Valores de Nova Iorque
5,375% Global Notes com vencimento em 2040, emitidas por PifCo	Bolsa de Valores de Nova Iorque
6,875% Global Notes com vencimento em 2040, emitidas por PifCo	Bolsa de Valores de Nova Iorque
6,750% Global Notes com vencimento em 2040, emitidas por PifCo	Bolsa de Valores de Nova Iorque

* Negociadas apenas na forma de American Depositary Shares, de acordo com as exigências da Bolsa de Valores de Nova Iorque.

Valores Mobiliários registrados ou a serem registrados, de acordo com o Artigo 12(g) da Lei: Nenhum Valores Mobiliários para os quais existe uma obrigação de comunicação, de acordo com o Artigo 15(d) da Lei:

TÍTULO DE CADA CLASSE:

9,750% Senior Notes com vencimento em 2011, emitidas por PifCo
9,125% Global Notes com vencimento em 2013, emitidas por PifCo
7,75% Global Notes com vencimento em 2014, emitidas por PifCo
8,375% Global Notes com vencimento em 2018, emitidas por PifCo

A quantidade de ações emitidas e em circulação de cada classe de ações da Petrobras e PifCo em 31 de dezembro de 2010 era:

7.442.454.142 Ações Ordinárias Petrobras, sem valor nominal
5.602.042.788 Ações Preferenciais Petrobras, sem valor nominal
300.050.000 Ações Ordinárias PifCo, com valor nominal de US\$ 1 por ação.

Conforme arquivado na Securities and Exchange Commission (SEC) em 25 de maio de 2011.

Assinalar com se o requerente é um reconhecido emissor sazonal, conforme definido na Regra 405 da Lei de Valores Mobiliários.

Sim Não

Se este relatório for um relatório anual ou provisório, assinalar com se o requerente não está obrigado a protocolar relatórios, de acordo com o Artigo 13 ou 15(d) da Lei de Mercado de Capitais de 1934.

Sim Não

Determinar com um se o requerente (1) protocolou todos os relatórios exigidos de acordo com o Artigo 13 ou 15(d) da Lei de Mercado de Capitais de 1934 durante os 12 meses anteriores (ou para tal período menor em que o requerente estava obrigado a protocolar tais relatórios) e (2) estava sujeito a tais exigências de protocolo nos últimos 90 dias.

Sim Não

Determinar se o requerente é um requerente de processo acelerado de grande porte (*large accelerated filer*), requerente de processo acelerado (*accelerated filer*), ou requerente de processo não-acelerado (*non-accelerated filer*). Ver definição de "accelerated filer" na Regra 12b-2 da Lei das Bolsas. (Marcar apenas um):

Large accelerated filer [Petrobras] Accelerated filer Non-accelerated filer [PifCo]

Assinalar com qual a norma contábil que o requerente usou para preparar as demonstrações financeiras incluídas neste protocolo:

U.S. GAAP Normas Internacionais de Apresentação de Relatórios Financeiros, conforme emitidos pelo Conselho de Normas Contábeis Internacionais (International Accounting Standards Board Outro

Se "Outro" tiver sido marcado em resposta à pergunta anterior, assinalar com qual o item na demonstração financeira que o requerente optou por adotar.

Item 17 Item 18

Se este for um relatório anual, assinalar com se o requerente é uma empresa sem ativos ou operações relevantes (Shell Company) (conforme definido na regra 12b-2 da Lei de Mercado de Capitais).

Sim Não

ÍNDICE

Página

Demonstrativos de Projeção.....	6
Glossário de Termos da Indústria de Petróleo	8
Tabela de Conversão.....	11
Abreviações.....	12
Apresentação das Informações Financeiras	13
Petrobras.....	13
PifCo	14
Desenvolvimentos Recentes.....	14
Apresentação de Informações Relativas à Reservas	15
PARTE I	16
Item 1. Identificação de Conselheiros, Alta Administração e Consultores.....	16
Item 2. Estatística da Oferta e Cronograma Previsto	16
Item 3. Informações Principais	16
Dados Financeiros Selecionados.....	17
Fatores de Risco	19
Riscos Relativos às Nossas Operações	19
Riscos relativos à PifCo	25
Riscos Relativos ao nosso Relacionamento com o Governo Brasileiro	25
Riscos Relativos ao Brasil	26
Riscos Relativos a Nossos Títulos de Dívidas e Ações.....	27
Item 4. Informações sobre a Companhia.....	29
Informações sobre a PifCo	63
Estrutura Organizacional	65
Ativo Imobilizado	67
Regulamentação do Setor de Petróleo e Gás no Brasil	67
Iniciativas em Saúde, Meio Ambiente e Segurança.....	71
Seguros.....	73
Item 5. Revisão e Estimativas Operacionais e Financeiras	84
Discussão da Administração e Análise da Condição Financeira e Resultados das Operações da Petrobras.....	84
Visão Geral	84
Volumes e Preços de Vendas	85
Efeitos da Tributação em nossos Lucros.....	88
Inflação e Variação da Taxa de Câmbio	88
Resultados de Operações	89
Informações Adicionais por Segmento de Negócios	103
Discussão e Análise da Administração da Condição Financeira e dos Resultados das operações da PifCo	104
Visão Geral	104
Compras e Vendas de Petróleo e Derivados	104
Resultados de Operações—2010 comparado com 2009	105
Resultados das Operações —2009 comparado com 2008	107

ÍNDICE

Página

Liquidez e Recursos de Capital.....	108
Petrobras.....	108
PifCo	112
Obrigações Contratuais.....	115
Petrobras.....	115
PifCo	116
Estimativas e Políticas Contábeis Críticas	116
Impacto das Novas Normas Contábeis	120
Pesquisa e Desenvolvimento	121
Tendências	122
Item 6. Conselheiros, Alta Administração e Funcionários	123
Conselheiros e Alta Administração	123
Remuneração	129
Titularidade das Ações	129
Conselho Fiscal.....	130
Comitê de Auditoria da Petrobras	130
Outros Comitês Consultivos.....	131
Ouvidoria (Ombudsman) da Petrobras.....	131
Comitês Consultivos da PifCo	131
Funcionários e Vínculos Empregatícios	131
Item 7. Acionistas Principais e Transações de Partes Relacionadas.....	134
Acionistas Principais.....	134
Transações da PifCo com Partes Relacionadas.....	136
Item 8. Informações Financeiras.....	137
Demonstrações Consolidadas da Petrobras e Outras Informações Financeiras.....	137
Demonstrações Consolidadas da PifCo e Outras Informações Financeiras	137
Processos Judiciais	137
Distribuição de Dividendos	143
Item 9. A Oferta e a Listagem	144
Petrobras.....	144
PifCo	145
Item 10. Informações Adicionais	146
Atos Constitutivos e Contrato Social da Petrobras.....	146
Restrições a Detentores Não-Brasileiros	155
Transferência de Controle	155
Divulgação de Participações Acionárias.....	155
Atos Constitutivos e Contrato Social da PifCo	155
Contratos Relevantes.....	159
Controles de Câmbio da Petrobras	166
Tributação Relativa às Nossas ADSs e Ações Ordinárias e Preferenciais	168
Tributação relativa aos títulos da PifCo	175
Documentos em Exibição.....	180

ÍNDICE

Página

Item 11.	Divulgações Qualitativas e Quantitativas sobre o Risco de Mercado	180
	Petrobras.....	180
	PifCo	183
Item 12.	Descrição de outros Títulos, exceto Títulos Patrimoniais	185
	American Depositary Shares.....	185
PARTE II	187
Item 13.	Inadimplências, Dividendos em Atraso e Mora	187
Item 14.	Modificações Relevantes nos Direitos dos Titulares de Títulos e no uso dos Produtos	187
Item 15.	Controles e Procedimentos	187
	Avaliação dos Controles e Procedimentos de Divulgação.....	187
	Relatório da Administração sobre Controles Internos das Informações Financeiras	187
	Mudanças nos Controles Internos.....	188
Item 16A.	Perito Financeiro do Comitê de Auditoria	188
Item 16B.	Código de Ética.....	188
Item 16C.	Principais Honorários e Serviços Contábeis.....	189
	Honorários de Auditoria e Não-Auditoria.....	189
	Políticas e Procedimentos de Aprovação do Comitê de Auditoria.....	190
Item 16D.	Isenções das Normas de Listagem em Bolsa para os Comitês de Auditoria	190
Item 16E.	Compras de Títulos Patrimoniais pelo Emissor e por Compradores Afiliados	190
Item 16F.	Mudança no Contador Certificador do Requerente.....	190
Item 16G.	Governança Corporativa	191
PARTE III	194
Item 17.	Demonstrações Financeiras.....	194
Item 18.	Demonstrações Financeiras.....	194
Item 19.	Anexos	194
Assinaturas.....		198

DEMONSTRATIVOS DE PROJEÇÃO

Muitas declarações elaboradas para este relatório anual são demonstrativos de projeção, de acordo com o significado da Seção 27A da Lei dos Valores Mobiliários de 1933, conforme aditado (Lei dos Valores Mobiliários) e Seção 21E da Lei de Câmbio de Valores Mobiliários de 1934, conforme aditado (Lei de Câmbio), que não estão baseadas em fatos históricos e não são garantia de resultados futuros. Muitos dos demonstrativos de projeção contidos neste relatório anual podem ser identificados pelo uso de palavras que denotam projeção, tais como “acreditar,” “esperar,” “prever,” “dever,” “planejado,” “estimar” e “potencial,” entre outras. Elaboramos demonstrativos de projeção que abordam, entre outros aspectos:

- nossa estratégia de marketing e expansão;
- nossas atividades de exploração e produção, incluindo perfuração;
- nossas atividades relativas ao refino, importação, exportação, transporte de petróleo, gás natural e derivados, petroquímicos, geração de energia, biocombustíveis e outras fontes de energia renovável;
- nossos gastos de capital projetado e capital dirigido, além de outros custos, compromissos e receitas;
- nossa liquidez e fonte de captação de fundos;
- desenvolvimento de fontes de receita adicional; e
- o impacto, incluindo custo, de aquisições.

Nossos demonstrativos de projeção não são garantias de desempenho futuro e estão sujeitos a suposições que podem resultar em imprecisões e riscos e incertezas que são difíceis de prever. Nossos resultados reais podem diferir, de modo significativo, daqueles expressos ou previstos em nossos demonstrativos de projeção como resultado de uma série de fatores. Estes fatores incluem, entre outros:

- nossa capacidade de obter financiamento;
- condições econômicas e empresariais gerais, incluindo petróleo e outros preços de mercadorias, margens de refino e taxas de câmbio prevalentes;
- nossa capacidade de encontrar, adquirir ou obter acesso a reservas adicionais e desenvolver nossas reservas atuais com êxito;
- condições econômicas globais
- nossa capacidade de encontrar, adquirir ou obter acesso a reservas adicionais e desenvolver nossas reservas atuais com êxito;
- incertezas inerentes ao fazer estimativa de nossas reservas de petróleo e gás, incluindo reservas de petróleo e gás recentemente descobertas;
- concorrência;
- dificuldades técnicas na operação de nossos equipamentos e no fornecimento de nossos serviços;
- alterações ou descumprimento a leis ou regulamentos;
- recebimento de aprovações e licenças governamentais;

- desenvolvimentos políticos, econômicos e sociais brasileiros e internacionais;
- desastres naturais, acidentes, operações militares, atos de sabotagem, guerras ou embargos;
- o custo e disponibilidade de cobertura de seguros adequada; e
- outros fatores discutidos abaixo na seção “Fatores de Risco.”

Para informações adicionais sobre fatores que poderiam fazer com que resultados reais diferissem das expectativas refletidas nos demonstrativos de projeção, consulte o item “Fatores de Risco” neste relatório anual.

Todos os demonstrativos de projeção atribuídos a nós ou ao indivíduo atuando em nosso nome estão qualificados em sua totalidade por esta declaração prospectiva. Não assumimos qualquer obrigação no sentido de atualizar ou revisar publicamente quaisquer demonstrativos de projeção, seja como resultado de novas informações ou eventos futuros ou por qualquer outro motivo.

Os dados sobre reserva de petróleo e gás natural apresentados ou descritos neste relatório anual são apenas estimativas e nossa produção, receitas e gastos reais em relação às nossas reservas podem diferir de modo significativo de tais estimativas.

O presente documento é o relatório anual da Petróleo Brasileiro S.A.—Petrobras e sua subsidiária direta de propriedade integral nas Ilhas Cayman, a Petrobras Internacional Finance Company (PifCo). As operações da PifCo, que consistem principalmente de compra e venda de petróleo e derivados, são descritas com maiores detalhes abaixo.

A menos que o contexto de outro modo exija, os termos “Petrobras,” “nós,” “conosco,” e “nosso/a” referem-se à Petróleo Brasileiro S.A.—Petrobras e suas subsidiárias consolidadas e sociedades com finalidade especial, incluindo a Petrobras International Finance Company. O termo “PifCo” refere-se à Petrobras International Finance Company e a suas subsidiárias.

GLOSSÁRIO DE TERMOS DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO

A menos que o contexto indique de outro modo, os termos a seguir possuem os significados abaixo:

ANEEL.....	A Agência Nacional de Energia Elétrica ou ANEEL é a agência federal que regula a indústria de eletricidade no Brasil.
ANP	A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ou ANP é a agência federal que regula a indústria do petróleo, gás natural e combustíveis renováveis no Brasil.
API°	Medida padrão da densidade de petróleo desenvolvida pela <i>American Petroleum Institute</i> .
Barris.....	Barris de petróleo.
BSW	Água e sedimentos básicos, uma medida do conteúdo de água e sedimentos do fluxo de petróleo.
Craqueamento catalítico	Um processo através do qual as moléculas de hidrocarbonetos são quebradas (craqueadas) em frações mais leves pela ação de um catalisador.
Coqueador	Um recipiente no qual o betume é craqueado em suas frações.
Condensado	Substâncias de hidrocarboneto leve produzidas com gás natural, que condensam para o estado líquido a temperatura e pressão normais.
CNPE	O Conselho Nacional de Política Energética, ou CNPE, é um órgão de assessoramento do Presidente da República responsável por formular políticas e diretrizes de energia.
Águas profundas.....	Entre 300 e 1.500 metros (984 e 4.921 pés) de profundidade.
Destilação	Processo através do qual os líquidos são separados ou refinados por vaporização seguida por condensação.
TLD	Teste de longa duração.
Área de Exploração.....	Uma região no Brasil sob contrato regulatório sem um acúmulo conhecido de hidrocarbonetos ou com um acúmulo de hidrocarbonetos que ainda não foi declarado.
FPSO.....	Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência de Petróleo
Petróleo pesado	Petróleo com densidade API igual ou inferior a 22°.
Petróleo intermediário	Petróleo com densidade API superior a 22° e igual ou inferior a 31°.
Petróleo leve	Petróleo com densidade API superior a 31°.
GNL	Gás natural liquefeito.
GLP.....	Gás liquefeito de petróleo, que é uma mistura de hidrocarbonetos saturados e

não-saturados, com até cinco átomos de carbono, utilizado como combustível doméstico.

MME	O Ministério Federal das Minas e Energia, ou MME
LGNs.....	Líquidos de gás natural, que são substâncias de hidrocarboneto leve produzidas com gás natural, que condensam para o estado líquido a temperatura e pressão normais.
Petróleo	Petróleo, incluindo LGNs e condensados.
Reserva na camada de pré-sal	Uma formação geológica contendo depósitos de petróleo ou gás natural localizados abaixo de uma camada evaporítica.
Reserva na camada de pós-sal	Uma formação geológica contendo depósitos de petróleo ou gás natural localizados acima de uma camada evaporítica.
Reservas provadas	<p>De acordo com as definições do Aditivo à Lei 4-10(a) da SEC das Regulamentações S-X, as reservas provadas de petróleo e gás são as quantidades estimadas de petróleo e gás cuja análise dos dados geológicos e de engenharia demonstra, com razoável grau de certeza, serem economicamente possíveis de serem produzidas – a partir de uma determinada data no futuro, a partir das reservas conhecidas, e de acordo com as condições econômicas, métodos operacionais e regulamentações governamentais existentes.</p> <p>As condições econômicas existentes incluem preços e custos para as quais a capacidade econômica de produção de uma reserva deverá ser determinada. O preço se baseia no preço médio durante o período de 12 meses antes de 31 de dezembro de 2010, a não ser que sejam definidos por acordos contratuais, excluindo os escalonamentos baseados em condições futuras. O projeto de extração de hidrocarbonetos deverá começar ou teremos certeza razoável de que começará dentro de um prazo razoável.</p> <p>As reservas que puderem ser produzidas economicamente através do uso de técnicas de recuperação aprimoradas (tal como injeção de fluidos) estão incluídas na classificação “provadas” quando o teste bem sucedido de um projeto piloto ou a operação de um programa instalado no reservatório fornecer suporte à análise de engenharia em que o projeto ou o programa estiver baseado.</p>
Reservas provadas desenvolvidas	As reservas provadas desenvolvidas são aquelas que são passíveis de recuperação: (i) através dos poços existentes, utilizando equipamentos e métodos operacionais existentes ou em que o custo dos equipamentos necessários seja relativamente menor, comparado com o custo de um poço novo; e (ii) através de equipamentos de extração instalados e infraestrutura em operação no momento da estimativa das reservas, caso a extração seja feita por meios que não envolvam um poço.
Reservas provadas não-desenvolvidas	As reservas provadas não-desenvolvidas são aquelas passíveis de serem recuperadas a partir de novos poços em áreas não perfuradas, ou a partir de poços existentes que exijam uma despesa relativamente grande para sua recompletação. As reservas em áreas não-perfuradas são limitadas àquelas que

estão compensando diretamente unidades produtivas onde exista certeza razoável de produção quando perfuradas, a menos que existam evidências do uso confiável de tecnologia para demonstrar com razoável certeza que existe produtividade econômica em distâncias maiores.

As localidades não perfuradas são classificadas como tendo reservas não-desenvolvidas somente se tiver sido adotado um plano de desenvolvimento que indique um planejamento de perfuração programado em um prazo de cinco anos, a menos que certas circunstâncias justifiquem um prazo maior. As reservas provadas não-desenvolvidas não incluem as reservas atribuídas a qualquer área para a qual está contemplado o uso de injeção de fluidos ou outra técnica de recuperação aprimorada, a menos que tais técnicas tenham sido provadas como eficazes por projetos reais no mesmo reservatório ou em reservatórios similares ou por outra forma de comprovação utilizando-se uma tecnologia confiável que estabeleça uma certeza razoável.

SS	Unidade semi-submersível.
TLWP.....	<i>Tension-Leg Wellhead Platform.</i>
Petróleo sintético e gás sintético	Uma mistura de hidrocarbonetos derivada por aumento de nível (isto é, alterada quimicamente) do betume natural de areias oleosas, querosene oriundo de xisto oleoso ou processamento de outras substâncias, tais como gás natural ou carvão. O petróleo sintético pode conter enxofre ou outros compostos não-hidrocarbonetos e possui muitas semelhanças com o petróleo.
Profundidade total.....	A profundidade total de um poço, incluindo sua distância vertical, através da água e abaixo da <i>mudline</i> .
Águas ultraprofundas	Acima de 1.500 metros (4.921 pés) de profundidade.

TABELA DE CONVERSÃO

1 acre	=	0,004047 km ²	
1 barril	=	42 galões americanos	= Aproximadamente 0,13 t de petróleo
1 boe	=	1 barril de óleo bruto equivalente	= 6.000 pés cúbicos de gás natural
1 m ³ de gás natural	=	35,315 cf	= 0,0059 boe
1 km	=	0,6214 milhas	
1 km ²	=	247 acres	
1 metro	=	3,2808 pés	
1 t de petróleo	=	1.000 quilogramas de petróleo	= Aproximadamente 7,5 barris de petróleo (assumindo uma gravidade do índice de pressão atmosférica de 37° API)

APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS

Neste relatório anual, as referências a “real”, “reais” ou “R\$” se referem à moeda brasileira Real e as referências a “dólares” ou “US\$” se referem a dólares dos Estados Unidos da América. Determinados valores incluídos neste relatório anual sofreram arredondamento; portanto, os valores apresentados como totais em determinadas tabelas podem não representar uma soma aritmética exata dos números que os precedem.

Petrobras

As demonstrações financeiras consolidadas auditadas da Petrobras e de nossas subsidiárias consolidadas em 31 de dezembro de 2010 e 2009, e para cada um dos três exercícios no período findo em 31 de dezembro de 2010, e as notas explicativas contidas neste relatório anual foram apresentadas em dólares americanos e preparadas de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos, ou U.S. GAAP. Consulte o Item 5. “Revisão Operacional e Financeira e Perspectivas” e a Nota 2(a) das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas. O U.S. GAAP difere, em certos aspectos, da *International Financial Reporting Standards* – Normas de Reporte Financeiro Internacional (IFRS), conforme emitidas pelo *International Financial Reporting Standards Board* - Comitê de Normas Internacionais de Contabilidade (IASB) e utilizado pela Petrobras em suas demonstrações financeiras estatutárias elaboradas em conformidade com a Legislação Societária Brasileira e com os regulamentos promulgados pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM). A Legislação Societária Brasileira foi adotada em 2007 de modo a permitir que as práticas contábeis adotadas no Brasil (BR GAAP) convergissem com as IFRS. Nossas informações financeiras consolidadas, em reais, foram preparadas de acordo com a IFRS no início do período de três meses findo em 31 de março de 2010. No momento, estamos avaliando a possibilidade de interromper o uso do U.S. GAAP, reportando e adotando o IFRS conforme emitido pelo IASB como base para as demonstrações financeiras auditadas consolidadas contidas em nosso relatório anual no Formulário 20-F para o exercício findo em 31 de dezembro de 2011

Nossa moeda funcional é a moeda brasileira “Real”. Conforme descrito mais detalhadamente na Nota Explicativa 2(a) das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, os valores em dólares americanos nas datas e nos períodos apresentados em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas foram recalculados ou convertidos a partir dos valores em reais, de acordo com os critérios estabelecidos na Consolidação das Normas Contábeis – Tópico 830 da ASC – Assuntos Relativos a Moeda Estrangeira. Os valores em dólares americanos apresentados neste relatório anual foram convertidos de reais à taxa de câmbio do final do período, para os itens do balanço patrimonial, e à taxa média de câmbio prevalecente durante o período para os itens da demonstração do resultado e do fluxo de caixa.

A menos que o contexto indique de outra forma:

- os dados históricos contidos neste relatório anual que não forem resultantes das demonstrações financeiras consolidadas auditadas foram convertidos de reais de maneira semelhante;
- os valores de projeção, incluindo estimativas de dispêndios futuros de capital, foram todos baseados em nosso Plano Estratégico 2020, que compreende o período de 2009 a 2020, e em nosso Plano de Negócios 2010-2014, e foram projetados numa base constante e convertidos de reais a uma taxa média de câmbio estimada de R\$1,78 para cada US\$1,00, de acordo com nosso Plano de Negócios 2010-2014. Além disso, de acordo com nosso Plano de Negócios 2010-2014 e nosso Plano de Negócios Anual de 2011, os cálculos futuros envolvendo um preço presumido de petróleo foram calculados utilizando um preço de petróleo de Brent de US\$93 por barril para 2011, US\$82 por barril para 2012, US\$82 por barril para 2013, US\$82 por barril para 2014 e US\$82 por barril para 2015, ajustado de acordo com nossas diferenças de qualidade e local, exceto quando determinado de outra forma; e
- Os dispêndios de capital futuros estimados se baseiam nos valores orçados recentemente, que podem não ter sido reajustados para refletir todos os fatores que poderiam afetar tais valores.

PifCo

A moeda funcional da PifCo é o dólar americano. Substancialmente, todas as vendas da PifCo são realizadas em dólares americanos e todo o seu endividamento é expresso em dólares americanos. Portanto, as demonstrações financeiras consolidadas auditadas da PifCo em 31 de dezembro de 2010 e 2009, e para cada um dos três exercícios no período findo em 31 de dezembro de 2010, e as notas explicativas contidas neste relatório anual foram apresentadas em dólares americanos e preparadas de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos, ou U.S. GAAP e incluem as subsidiárias integrais da PifCo: Petrobras Europe Limited (PEL), Petrobras Finance Limited (PFL), Bear Insurance Company Limited (BEAR) e Petrobras Singapore Private Limited (PSPL).

DESENVOLVIMENTOS RECENTES

Oferta Global de Ações

Em 29 de setembro de 2010, emitimos 2.293.907.960 ações ordinárias, incluindo ações ordinárias sob a forma de *American Depositary Shares* - Ações Depositárias Americanas (ADSs) e 1.788.515.136 ações preferenciais (incluindo ações preferenciais sob a forma de ADSs em uma oferta pública global consistindo de uma oferta registrada no Brasil e uma oferta internacional, incluindo uma oferta registrada nos Estados Unidos. Em 1º de outubro de 2010, emitimos 75.198.838 ações ordinárias adicionais (incluindo ações ordinárias sob a forma de ADSs) e 112.798.256 ações preferenciais (incluindo ações preferenciais sob a forma de ADSs) em conformidade com o exercício de opção de distribuição do subscritor. O resultado total da oferta global para nós, após os descontos de subscrição e comissões e incluindo o exercício de opção de distribuição do subscritor, foi de aproximadamente US\$70 bilhões. Empregamos os recursos líquidos da oferta global no pagamento do valor de compra inicial em conformidade com o Contrato de Cessão Onerosa descrito abaixo e para continuar a desenvolver todos os nossos segmentos de negócios em conformidade com nosso Plano de Negócios 2010-2014.

Cessão Onerosa

Em 3 de setembro de 2010, celebramos um contrato com o governo federal brasileiro (Contrato de Cessão Onerosa), através do qual o governo nos cedia o direito de conduzir atividades de exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos em áreas de pré-sal especificadas, sujeitos a uma produção máxima de cinco bilhões de barris de óleo equivalente. Para obter mais informações sobre o Contrato de Cessão Onerosa, consulte o Item 10. “Contratos Materiais — Contrato de Cessão Onerosa.”

APRESENTAÇÃO DE INFORMAÇÕES RELATIVAS ÀS RESERVAS

A Petrobras continua a utilizar as regras da SEC para estimar e divulgar as quantidades de reserva de petróleo e gás incluídas no presente relatório anual. De acordo com essas regras, adotadas pela Petrobras ao final do exercício de 2009, ao final do exercício de 2010 e os volumes de reserva de 2009 foram estimados usando os preços médios calculados como média aritmética não-ponderada do preço no primeiro dia do mês para cada mês em um período de até 12 meses antes do final do exercício, incluindo reservas não-tradicionais, tais como óleo sintético e gás. Os volumes de reservas para o exercício findo em 2008 foram estimados usando os preços de fim de exercício. Além disso, as regras adotadas também adotaram uma definição de tecnologia confiável que permite que as reservas a serem adicionadas se baseiem em tecnologias testadas em campo. A adoção das regras da SEC para a estimativa e divulgação de reservas de petróleo e gás e a emissão por parte da FASB das Normas Contábeis Atualizadas No. 2010-03 “Estimativa e Divulgação de Reservas de Petróleo e Gás” em dezembro de 2010 não gerou nenhum impacto material sobre nossas reservas relatadas ou nossa posição financeira consolidada ou sobre os resultados das operações. DeGolyer e MacNaughton (D&M) forneceram estimativas da maioria de nossas reservas nacionais líquidas em 31 de dezembro de 2010. A D&M também forneceu as estimativas da maioria de nossas reservas internacionais líquidas onde somos a operadora, com base em 31 de dezembro de 2010. Todas as estimativas de reservas envolvem algum grau de incerteza. Consulte o Item 3. “Informações Básicas—Fatores de Risco—Riscos Relativos às Nossas Operações” para obter uma descrição dos riscos relativos a nossas reservas e nossas estimativas de reservas.

Em 14 de janeiro de 2011, nós apresentamos estimativas de reservas para o Brasil com a ANP, de acordo com as regras e regulamentos brasileiros, totalizando 12,91 bilhões de barris de petróleo e condensado e 14,24 trilhões de pés cúbicos de gás natural. As estimativas de reservas que apresentamos para a ANP e aquelas fornecidas neste relatório diferem em aproximadamente 25,9%. Esta diferença é devido a: (i) exigência da ANP de que estimemos as reservas provadas por meio do abandono técnico-econômico dos poços de produção, em vez de limitar as estimativas de reservas para o prazo de nossos contratos de concessão, conforme exigido pela Regra 4-10 da Regulamentação S-X; e (ii) critérios técnicos diferentes para registro das reservas provadas, incluindo o uso dos preços atuais do petróleo em vez da exigência da SEC do preço médio de 12 meses a ser usado para determinar a produtividade econômica das reservas no Brasil.

Também apresentamos estimativas de reservas de nossas operações internacionais para diversas agências governamentais, conforme as diretrizes da *Society of Petroleum Engineers* - Sociedade dos Engenheiros de Petróleo - ou SPE. As estimativas de reservas agregadas de nossas operações internacionais, conforme as diretrizes da SPE, totalizam 0,47 bilhões de barris de petróleo e LGNs e 1.406 bilhões de pés cúbicos de gás natural, que são aproximadamente 15% maiores do que as estimativas de reservas calculadas de acordo com a Regulamentação S-X, conforme disposto neste documento. Esta diferença ocorre devido a critérios técnicos diferentes para registro de reservas provadas, incluindo o uso de preços atuais de petróleo em oposição à exigência da SEC que o preço médio de 12 meses seja usado para determinar a produtividade econômica das reservas internacionais. Além disso, ainda não incluímos todos os volumes dos campos no Golfo do México porque não existe um histórico de produção disponível para reservatórios análogos.

PARTE I

Item 1. Identificação de Conselheiros, Alta Administração e Consultores

Não aplicável.

Item 2. Estatística da Oferta e Cronograma Previsto

Não aplicável.

Item 3. Informações Principais

Dados Financeiros Selecionados

Petrobras

As tabelas abaixo apresentam nossos dados financeiros consolidados selecionados, apresentados em dólares americanos e preparados de acordo com o U.S. GAAP. Os dados para cada um dos cinco exercícios no período findo em 31 de dezembro de 2010 são derivados de nossas demonstrações financeiras consolidadas, que foram auditadas pela KPMG Auditores Independentes para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2010, 2009, 2008, 2007 e 2006. As informações abaixo devem ser lidas em conjunto e estão qualificadas em sua totalidade em relação às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e notas explicativas e Item 5. “Revisão Estimativas Operacionais e Financeiras.” Determinados valores dos exercícios anteriores de 2009, 2008, 2007 e 2006 foram reclassificados para atenderem às normas de apresentação do exercício atual. Estas reclassificações não tiveram qualquer impacto sobre nosso resultado líquido ou qualquer efeito significativo em nossas demonstrações financeiras consolidadas.

BALANÇO PATRIMONIAL—PETROBRAS

	Em 31 de dezembro,				
	2010	2009	2008	2007	2006
	(US\$million)				
Ativo:					
Total do ativo circulante	63.863	42.644	26.758	29.140	30.955
Imobilizado, líquido	218.567	136.167	84.719	84.282	58.897
Investimentos em empresas não consolidadas e outros investimentos.....	6.312	4.350	3.198	5.112	3.262
Total ativo não-circulante	19.941	17.109	11.020	11.181	5.566
Total ativo	308.683	200.270	125.695	129.715	98.680
Passivo e patrimônio líquido:					
Total passivo circulante.....	33.552	30.965	24.756	24.468	21.976
Total passivo exigível a longo prazo (1)	31.263	24.844	17.731	21.534	16.829
Endividamento a longo prazo (2)	60.471	49.041	20.640	16.202	13.610
Total passivo	125.286	104.850	63.127	62.204	52.415
Patrimônio líquido					
Ações autorizadas e emitidas:					
Ação preferencial.....	45.840	15.106	15.106	8.620	7.718
Ação ordinária.....	63.906	21.088	21.088	12.196	10.959
Reserva de capital e outras receitas abrangentes	71.748	57.864	25.715	44.363	25.622
Patrimônio líquido da Petrobras	181.494	94.058	61.909	65.179	44.299
Participações em não-controladas.....	1.903	1.362	659	2.332	1.966
Total patrimônio.....	183.397	95.420	62.568	67.511	46.265
Total passivo e patrimônio líquido	308.683	200.270	125.695	129.715	98.680

(1) Exclui endividamento a longo prazo.

(2) Exclui parcela corrente de endividamento a longo prazo.

DEMONSTRAÇÕES DE RESULTADO—PETROBRAS

	Para exercício findo em 31 de Dezembro				
	2010	2009	2008	2007	2006
	(Em milhões de dólares americanos, exceto para ação e dados por ação)				
Receitas operacionais líquidas.....	120.052	91.869	118.257	87.735	72.347
Resultado operacional(1).....	24.158	21.869	25.294	20.451	19.844
Lucro líquido do exercício atribuível à Petrobras(2)	19.184	15.504	18.879	13.138	12.826
Quantidade média ponderada de ações em circulação:(3)					
Ordinárias	5.683.061.430	5.073.347.344	5.073.347.344	5.073.347.344	5.073.347.344
Preferenciais	4.189.764.635	3.700.729.396	3.700.729.396	3.700.729.396	3.699.806.288
Resultado operacional por:(1)(3)					
Ações ordinárias e preferenciais	2,45	2,49	2,88	2,33	2,26
ADS ordinárias e preferenciais (4)	4,90	4,98	5,76	4,66	4,52

Lucro básico e diluído por:(2)(3)					
Ações Ordinárias e Preferenciais	1,94	1,77	2,15	1,50	1,46
ADS ordinárias e preferenciais (4)	3,88	3,54	4,30	3,00	2,92
Dividendos em espécie por:(3)(5)					
Ações Ordinárias e Preferenciais	0,69	0,59	0,47	0,35	0,42
ADS ordinárias e preferenciais (4)	1,37	1,18	0,94	0,70	0,84

- (1) A partir de 2008, passamos a registrar as despesas com benefícios pagos a funcionários para aposentados como parte das despesas operacionais em vez de despesas não-operacionais. Esta reclassificação não afetou nossa receita líquida consolidada, a não ser na divulgação das demonstrações consolidadas do resultado. As receitas operacionais para todos os períodos se aplicam a esta reclassificação.
- (2) Nosso lucro líquido representa nossa receita proveniente de operações contínuas.
- (3) Efetuamos um desdobramento de ações dois por um em 25 de abril de 2008. As ações e os valores por ações de todos os períodos colocam em prática o desdobramento de ações.
- (4) Efetuamos um desdobramento reverso 4 por 1 em julho de 2007 que alterou a proporção das ações subjacentes às ADS, de quatro ações para cada ADS para duas ações para cada ADS. Os valores por ação de todos os períodos põem em prática o desdobramento de ações.
- (5) Representa dividendos pagos durante o exercício.

PifCo

As tabelas abaixo apresentam os dados financeiros consolidados selecionados da PifCo, apresentados em dólares americanos e preparados de acordo com o U.S. GAAP. Os dados para cada um dos cinco exercícios no período findo em 31 de dezembro de 2010 são derivados das demonstrações financeiras consolidadas da PifCo, que foram auditadas pela KPMG Auditores Independentes para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2010, 2009, 2008, 2007 e 2006. As informações abaixo devem ser lidas em conjunto com e estão qualificadas em sua totalidade em relação às demonstrações financeiras consolidadas auditadas da PifCo e notas explicativas e Item 5. "Revisão Estimativas Operacionais e Financeiras."

BALANÇO PATRIMONIAL—PifCo

	Para exercício findo em 31 de Dezembro				
	2010	2009	2008	2007	2006
	(Em milhões de dólares americanos)				
Ativo:					
Total ativo circulante.....	14.438	22.986	30.383	28.002	19.241
Imobilizado, líquido	1	2	2	1	1
Total outros ativos.....	3.543	3.377	2.918	4.867	2.079
Total ativos	17.982	26.365	33.303	32.870	21.321
Passivo e déficit de acionistas:					
Total passivo circulante.....	5.893	13.175	28.012	27.686	9.264
Total passivo exigível a longo prazo (1)	—	—	—	—	7.442
Endividamento a longo prazo (2)	12.431	13.269	5.884	5.187	4.640
Total passivo.....	18.324	26.444	33.896	32.873	21.346
Total do déficit de acionistas	(342)	(79)	(593)	(3)	(25)
Total passivo e déficit de acionistas	17.982	26.365	33.303	32.870	21.321

- (1) Exclui endividamento a longo prazo.
- (2) Exclui parcela corrente de endividamento a longo prazo.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO—PifCo

	Para exercício findo em 31 de Dezembro				
	2010	2009	2008	2007	2006
	(Em milhões de dólares americanos)				
Receitas operacionais líquidas.....	34.759	28.850	42.443	26.732	22.070
Lucro (prejuízo) operacional.....	2	578	(927)	127	(38)
Lucro (prejuízo) líquido para o exercício	(262)	487	(772)	29	(211)

FATORES DE RISCO

Riscos Relativos às Nossas Operações

Exploração e produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas envolvem riscos.

A exploração e produção de petróleo envolvem riscos que são aumentados quando realizados em águas profundas e ultraprofundas. A maior parte de nossas atividades de exploração e produção é realizada em águas profundas e ultraprofundas, e a proporção de nossas atividades em águas profundas permanecerá constante ou aumentará devido à localização de nossos reservatórios do pré-sal em águas profundas e ultraprofundas. Nossas atividades, especialmente a perfuração em águas profundas e ultraprofundas, apresentam vários riscos tais como o risco de derramamentos, explosões em plataformas e operações de perfuração e desastres naturais. A ocorrência de quaisquer destes eventos ou outros incidentes poderia resultar em lesões pessoais, perda de vidas, graves danos ambientais com as despesas resultantes de contenção, limpeza e reparo, danos a equipamentos e responsabilidade em processos civis e administrativos.

Nossas apólices de seguro não cobrem todas as responsabilidades e o seguro pode não estar disponível para todos os riscos. Não pode haver garantia que incidentes não ocorram no futuro, que o seguro cobrirá de modo adequado todo o escopo ou extensão de nossos prejuízos ou que não sejamos considerados responsáveis pelas reivindicações advindas destes e de outros eventos.

A volatilidade e as quedas substanciais ou prolongadas nos preços internacionais do petróleo, derivados e gás natural, bem como uma depreciação significativa do real em relação ao dólar americano, podem representar um impacto negativo sobre nossas atividades.

A maior parte de nossa receita é oriunda da venda de petróleo e seus derivados e, em menor grau, de gás natural. Não temos e nem teremos controle sobre os fatores que influenciam os preços internacionais para o petróleo, derivados do petróleo e gás natural. As alterações nos preços do petróleo implicam, normalmente, em alterações nos preços dos derivados do petróleo e gás natural. Historicamente, os preços internacionais desses produtos oscilaram muito como resultado de diversos fatores. Estes fatores incluem:

- desenvolvimentos econômicos, geopolíticos, globais e regionais nas regiões produtoras de petróleo, especialmente no Oriente Médio;
- a capacidade da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) em definir e manter os níveis de produção e de defender os preços do petróleo;
- a oferta e demanda globais e regionais do petróleo, derivados e gás natural;
- as crises financeiras globais, tais como a crise financeira mundial de 2008;
- a concorrência com outras fontes de energia;
- as regulamentações de governos nacionais e estrangeiros; e
- condições meteorológicas.

A volatilidade e as incertezas quanto aos preços internacionais do petróleo, derivados e gás natural podem se manter. As quedas substanciais ou prolongadas nos preços internacionais do petróleo podem afetar de forma significativa tanto os nossos negócios quanto os resultados operacionais e posição financeira, bem como o valor de nossas reservas provadas. As reduções substanciais nos preços do petróleo podem nos obrigar a reduzir ou alterar o momento de nossos investimentos, o que poderá ter impacto negativo em nossas estimativas de produção, a médio prazo, e estimativas de reservas, no futuro. Além disso, nossa política de preços no Brasil deve estar em paridade com os preços internacionais dos produtos a longo prazo. Em geral, não ajustamos nossos preços do diesel, gasolina ou

GLP durante os períodos de volatilidade nos mercados internacionais. Consequentemente, a alta significativa ou prolongada do preço internacional do petróleo e derivados pode resultar em margens com atividades secundárias reduzidas e pode ser que não auferimos todos os ganhos que nossos concorrentes auferem em períodos de preços internacionais mais altos. Estamos também expostos a este risco durante o período de depreciação do real em relação ao dólar americano, uma vez que vendemos petróleo e derivados no Brasil em reais e os preços internacionais para estes produtos são estabelecidos em dólares americanos. Uma depreciação do real reduz nossos preços em relação ao dólar americano e pode levar a margens reduzidas em dólares americanos.

Nossa capacidade de atingir nossos objetivos de crescimento a longo prazo depende da nossa capacidade para desenvolver nossas reservas, sem o que podemos não conseguir alcançar nossas metas de longo prazo para o crescimento da produção.

Nossa capacidade de alcançar nossos objetivos de crescimento a longo prazo, incluindo aqueles definidos em nosso Plano de Negócios 2010-2014, depende muito da nossa capacidade de conseguir um desenvolvimento bem sucedido de nossas reservas existentes, e, a longo prazo, de nossa capacidade para descobrir reservas adicionais. O desenvolvimento de reservatórios significativos em águas profundas e ultraprofundas, incluindo os reservatórios do pré-sal que nos foram cedidos pelo governo brasileiro, exigiu e continuará a exigir investimentos significativos de capital. Um desafio operacional principal, especialmente para o pré-sal, será alocar nossos recursos para construir a infraestrutura necessária em distâncias consideráveis da costa e garantir mão-de-obra qualificada e serviços *offshore* relacionados ao petróleo para desenvolver reservatórios de tal tamanho e magnitude de maneira oportuna, um desafio que é especialmente aumentado pelo fato de precisarmos adquirir um nível mínimo de bens e serviços de fornecedores brasileiros. Não podemos garantir que teremos ou que seremos capazes de obter, no período de tempo que esperamos, recursos suficientes para a instalação de infraestrutura, contratação de mão-de-obra qualificada e provisionamento de serviços *offshore* necessários para explorar os reservatórios em águas profundas e ultraprofundas cuja licença e cessão nos foi cedida pelo governo brasileiro, ou que possa ser licenciado no futuro, inclusive como resultado da promulgação do novo modelo regulatório para a indústria do petróleo e gás no Brasil.

Nossas atividades de exploração nos expõem a riscos inerentes à perfuração, incluindo o risco de que não descubramos reservas comercialmente produtivas de petróleo ou gás natural. Os custos de perfuração são frequentemente incertos, e diversos fatores que estão além do nosso controle (tais como condições inesperadas de perfuração, falhas ou incidentes nos equipamentos e carência ou atrasos na disponibilidade das plataformas de perfuração e a entrega dos equipamentos) podem fazer com que essas operações sejam encurtadas, atrasadas ou canceladas. Estes riscos aumentam quando perfuramos em águas profundas ou ultraprofundas. Além disso, o aumento da concorrência no setor de petróleo e gás no Brasil pode aumentar os custos para obter reservatórios adicionais em rodadas de licitações para novas concessões. Podemos não ser capazes de manter nossos objetivos de crescimento a longo prazo para derivados do petróleo, a menos que possamos conduzir as atividades de exploração e desenvolvimento de nossos grandes reservatórios de maneira oportuna.

Podemos não obter, ou pode ser difícil para nós obter, financiamento para nossos investimentos planejados, o que pode representar um impacto negativo significativo para nós.

De acordo com o nosso Plano de Negócios 2010-2014, pretendemos investir US\$224 bilhões entre 2010 e 2014. Este valor não inclui nossas exigências de captação de fundos para adquirir nossos direitos em conformidade com a Cessão Onerosa ou dispêndios de capital que serão necessários para explorar e desenvolver as áreas cobertas pela Cessão Onerosa. Para implantar nosso Plano de Negócios 2010-2014, incluindo o desenvolvimento de nossas atividades de exploração de petróleo e gás natural nas camadas de pré e pós-sal e o desenvolvimento de capacidade de refino suficiente para processar o aumento no volume de produção, precisamos aumentar significativamente valor da dívida nos mercados financeiros e de capital, incluindo, entre outros meios, empréstimos e emissão de títulos de dívida. Não podemos garantir que conseguiremos obter o financiamento necessário em tempo hábil de maneira vantajosa para implantar nosso Plano de Negócios 2010-2014.

O governo brasileiro mantém o controle sobre nosso orçamento de investimento e estabelece limites sobre nossos investimentos e endividamento a longo prazo. Como somos uma entidade estatal, devemos submeter nossa proposta de orçamento anual ao Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, ao MME e ao Congresso Brasileiro para aprovação. Nosso orçamento aprovado pode não ser suficiente para fazer todos os investimentos que imaginamos, e pode impedir que adquiramos endividamento adicional em determinado exercício fiscal. Neste caso, caso não consigamos obter financiamento em termos e condições razoáveis que não necessitem da aprovação do governo brasileiro e do Congresso Brasileiro, podemos não ser capazes de concluir todos ou parte de nossos investimentos planejados, incluindo aqueles que concordamos em fazer para desenvolver nossas atividades de exploração de petróleo e gás natural, que afetarão nosso negócio de maneira negativa.

Nossas estimativas quanto às reservas de petróleo e gás natural envolvem certo grau de incerteza, a qual pode afetar negativamente nossa capacidade de gerar receita.

As reservas provadas de petróleo e gás natural definidas neste relatório anual são nossas quantidades estimadas de petróleo, gás natural e líquidos de gás natural cujos dados geológicos e de engenharia demonstram serem recuperáveis a partir de reservas conhecidas sob condições operacionais e econômicas existentes (isto é, os preços e custos das datas em que as estimativas foram feitas) em conformidade com regulamentos pertinentes. Nossas reservas provadas de petróleo e gás natural são reservas que esperamos recuperar através dos poços existentes, utilizando os equipamentos e métodos operacionais existentes. Há incerteza na estimativa de quantidades de reservas provadas em relação aos preços prevalentes do petróleo e gás natural aplicáveis a nossa produção, o que pode nos levar a fazer revisões em nossas estimativas de reservas. As revisões a menor em nossas estimativas de reservas podem nos levar a diminuir a produção futura, o que pode afetar negativamente nossos resultados operacionais e posição financeira.

Não possuímos nenhum dos acúmulos no subsolo de petróleo e gás natural no Brasil.

O acesso a reservas de petróleo e gás natural é essencial para a produção sustentável e geração de renda de uma companhia de petróleo e gás. De acordo com a legislação brasileira, o governo federal detém todos os acúmulos no subsolo de petróleo e gás natural no Brasil, e a concessionária fica com o que for produzido a partir desses acúmulos no subsolo de acordo com os acordos de concessão. Temos o direito exclusivo de explorar os volumes de petróleo e gás natural inclusos em nossas reservas em conformidade com os acordos de concessão a nós concedidos pelo governo brasileiro, e são nossos os hidrocarbonetos que produzimos em conformidade com tais acordos de concessão. Nossa capacidade de auferir renda seria impactada de modo negativo caso o governo federal nos restringisse ou proibisse de explorar estas reservas de petróleo e gás natural. Além disso, podemos estar sujeitos a multas aplicadas pela ANP e nossas concessões poderiam ser revogadas, caso não cumpríssemos com nossas obrigações de acordo com nossas concessões.

O novo modelo regulatório para a indústria de petróleo e gás no Brasil e a Cessão Onerosa podem ser impugnados em tribunais brasileiros.

O novo modelo regulatório para a indústria de petróleo e gás no Brasil, promulgado em 2010, estabelece novas regras para a exploração e produção de petróleo e gás natural nas áreas do pré-sal no Brasil. Consulte o Item 4. “Informações sobre a Companhia— Regulamento sobre a Indústria do Petróleo e Gás no Brasil—Estrutura Regulatória Atual.” O acordo de cessão que celebramos com o governo federal em 3 de setembro de 2010 (Cessão Onerosa), segundo o qual o governo nos cede os direitos de exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluídos nas áreas do pré-sal que não estejam sob concessão, de 5 bilhões de barris de óleo equivalente, pertence a uma lei em separado que também foi aprovada pelo Congresso e promulgada em 2010.

Oposições à constitucionalidade ou legalidade do novo modelo regulatório para a indústria do petróleo e gás no Brasil, incluindo impugnações à Cessão Onerosa, podem ser instauradas perante o Supremo Tribunal Federal ou STF, ou ao Superior Tribunal de Justiça, ou STJ. Oposições à constitucionalidade ou legalidade do novo modelo regulatório podem estar relacionadas à nossa situação como operadora exclusiva em todas as áreas do pré-sal que ainda não estão em concessão,

além de outras áreas que o CNPE possa considerar estratégicas, e o fato de que os direitos de exploração e produção em tais áreas serão concedidos a nós, sem que haja um processo de licitação pública. Oposições à constitucionalidade ou legalidade da Cessão Onerosa podem estar relacionadas à concessão direta de direitos de exploração e produção a nós sem licitação pública, valor de contrato pago pela Cessão Onerosa ou as condições, metodologias e resultados decorrentes do processo de revisão em conformidade com os termos constantes da Cessão Onerosa. Caso o novo modelo regulatório para a indústria de petróleo e gás no Brasil, incluindo a Cessão Onerosa, seja determinado como sendo integral ou parcialmente inconstitucional ou ilegal, as incertezas sobre a regulamentação do setor de petróleo e gás no qual operamos podem surgir, incluindo perguntas sobre a validade das relações legais baseadas no novo modelo regulatório, incluindo os direitos adquiridos em conformidade com a Cessão Onerosa.

Além disso, não podemos garantir que o preço pago pela Cessão Onerosa não será contestado. Nós e nossos conselheiros podemos estar sujeitos a processos legais questionando a aprovação e a assinatura da Cessão Onerosa como sendo prejudicial aos interesses de nossos acionistas minoritários.

Não sabemos se haverá uma contestação constitucionalidade ou legalidade do novo modelo regulatório para a indústria do petróleo e gás no Brasil, incluindo a Cessão Onerosa; tampouco, podemos prever, caso isto aconteça, o resultado de tal processo legal.

A Cessão Onerosa que celebramos com o governo federal é uma transação de uma parte relacionada.

A Cessão Onerosa de exploração e produção de petróleo e gás à nós, relativa a áreas específicas do pré-sal, é regida pela Cessão Onerosa, que é um contrato entre o governo brasileiro, nosso acionista controlador, e nós. A negociação da Cessão Onerosa envolveu questões significativas, incluindo negociações em relação à (1) área coberta pela Cessão Onerosa, consistindo de blocos exploratórios; (2) volume, com base em barris de óleo equivalente que podemos extrair desta área; (3) os preços a serem pagos pela Cessão Onerosa; (4) os termos de uma revisão posterior ao valor do contrato e volume em conformidade com a Cessão Onerosa; e (5) os termos que determinam a realocação de volumes entre os blocos exploratórios cedidos a nós. Este contrato inclui disposições para uma revisão posterior dos termos do contrato, que estão sujeitos aos valores da indústria e do petróleo no momento em que tal revisão é feita. Assim que o processo de revisão estiver concluído em conformidade com os termos da Cessão Onerosa, caso seja determinado que o valor de contrato revisado é maior do que o valor inicial do contrato, efetuaremos um pagamento adicional ao governo federal ou reduziremos a quantidade de barris de óleo equivalente sujeita à Cessão Onerosa. Por outro lado, caso seja determinado que o valor do contrato revisado é menor do que o valor inicial do contrato, o governo federal nos fará o pagamento. Isso exigirá uma negociação com o governo federal em conformidade com os termos da Cessão Onerosa.

A Cessão Onerosa prevê a realocação de volumes entre os blocos exploratórios cedidos a nós, caso a produção de petróleo e gás seja considerado economicamente inviável em um ou mais blocos por motivos geológicos que impediriam o cumprimento da Cessão Onerosa, como resultado do processo de revisão. Tal realocação resultaria em uma revisão do volume de barris de óleo equivalente que teríamos que produzir por bloco, o que poderia nos impedir de produzir a quantidade máxima de barris de óleo equivalente considerada em conformidade com a Cessão Onerosa. Caso não possamos produzir tal quantidade máxima, o governo federal assumiu a obrigação contratual de nos indenizar pelos volumes não produzidos em conformidade com as condições na Cessão Onerosa.

Durante o período da Cessão Onerosa, novas questões podem surgir na implementação do processo de revisão e disposições de realocação que irão exigir negociações entre as partes relacionadas.

Estamos sujeitos a diversas regulamentações ambientais e de saúde, que se tornaram mais rígidas recentemente e que poderão resultar em aumento de passivo e de dispêndios de capital.

Nossas atividades estão sujeitas a uma ampla variedade de leis e normas federais, estaduais e municipais, e exigências de licenças relativas à proteção da saúde humana e ambiental, tanto no Brasil quanto em outras jurisdições em que operamos. Especialmente no Brasil, nossas atividades em petróleo e gás estão sujeitas a uma ampla regulamentação de várias agências governamentais, incluindo a ANP, a ANEEL, a Agência Nacional de Transporte Aquaviários e a Agência Nacional de Transportes Terrestres.

O não cumprimento com estas leis e regulamentações poderia resultar em multas que poderiam afetar desfavoravelmente nossas operações. No Brasil, por exemplo, podemos estar sujeitos a sanções criminais e administrativas, incluindo advertências, multas e ordens de fechamento devido ao não-cumprimento destas regulamentações ambientais, que, dentre outras coisas, limitam ou proíbem as emissões ou derrames de substâncias tóxicas produzidas em nossas operações. As regras sobre despejo de resíduos e emissões também podem exigir que limpemos ou melhoremos nossas instalações a um custo muito alto e que resultem em passivos substanciais. O Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) e a ANP fiscalizam constantemente nossas instalações e podem impor multas, restrições nas operações e outras sanções, como resultado de suas fiscalizações. Além disso, estamos sujeitos a leis ambientais que nos fazem incorrer em gastos significativos para cobrir danos que um projeto possa causar ao meio ambiente. Estes custos adicionais podem ter um impacto negativo na rentabilidade dos projetos que pretendemos implantar, ou podem torná-los economicamente inviáveis.

Conforme as regulamentações ambientais vêm se tornando mais rígidas, e novas leis e regulamentos relativos à mudança climática, incluindo o controle da emissão de gás carbônico, vão se tornando aplicáveis a nós, é provável que nossos dispêndios de capital para o cumprimento das regulamentações ambientais e melhorias em nossas práticas de segurança, meio ambiente e saúde aumentem de modo significativo no futuro. Não podemos garantir que seremos capazes de manter ou renovar nossas licenças e alvarás, caso sejam revogados ou caso as autoridades ambientais pertinentes se oponham ou atrasem a emissão ou renovação de tal documentação. O aumento dos gastos para atendimento das regulamentações ambientais, para mitigar o impacto ambiental de nossas operações ou para restaurar as características biológicas e geológicas das áreas onde operamos pode resultar na redução de outros investimentos estratégicos. Qualquer aumento significativo nos gastos para cumprimento das regulamentações ambientais ou redução em investimentos estratégicos pode impactar negativamente em nossos resultados operacionais ou nossa condição financeira.

Podemos ter prejuízos e perder tempo e dinheiro nos defendendo em possíveis processos judiciais e de arbitragem.

Atualmente, somos parte em diversos processos judiciais nas áreas cível, administrativa, ambiental, trabalhista e fiscal. Estes processos envolvem valores significativos e outros tipos de soluções. Diversas ações individuais respondem por uma parte significativa da quantidade total de ações contra nós, incluindo uma ação tributária totalizando US\$ 2,7 bilhões. Consulte o Item 8. “Informações Financeiras—Processos Legais.” Caso venhamos a perder os processos que envolvem valores significativos para os quais não temos recursos, ou, caso as perdas estimadas sejam significativamente maiores do que as provisões feitas, o custo agregado das decisões desfavoráveis terá impacto negativo material em nossa posição financeira e nos resultados operacionais. Podemos também estar sujeitos a processos contenciosos e administrativos em relação às nossas concessões e outras autorizações governamentais que podem resultar na revogação de tais comissões e autorizações governamentais. Além disso, nossa administração terá que direcionar seu tempo e atenção para a defesa destes processos, o que poderá prejudicar seu foco em nossos negócios principais. Dependendo do resultado, certos processos contenciosos poderão resultar em restrições às nossas operações e terão impacto material em alguns de nossos negócios.

Estamos vulneráveis a aumentos nas despesas de financiamento resultantes de aumentos nas taxas de juros de mercado e oscilações da taxa de câmbio prevalescentes.

Em 31 de dezembro de 2010, aproximadamente 60,3% — US\$41.462 milhões de nosso endividamento total — consistia na dívida de taxa flutuante. À luz das considerações de custo e análise de mercado, decidimos não celebrar contratos de derivativos ou fazer outros acordos de *hedge* contra os riscos de um aumento nas taxas de juros. Desse modo, caso as taxas de juros do mercado (principalmente LIBOR) subam, nossas despesas financeiras aumentarão, o que poderá ter um impacto negativo em nossos resultados operacionais e na nossa posição financeira.

As oscilações na taxa de câmbio, especialmente uma depreciação do real em relação ao câmbio do dólar americano, também podem aumentar nossas despesas financeiras, uma vez que a maior parte de nossa receita está expressa em reais, enquanto algumas de nossas despesas operacionais e dispêndios de capital e uma parcela significativa de nosso endividamento estão, e espera-se que continuem a estar, expressas ou indexadas em dólares americanos e outras moedas estrangeiras.

Não temos seguros contra a paralisação dos negócios de nossas operações no Brasil, e a maioria de nossos ativos não está segurada contra guerra ou sabotagem.

Não mantemos coberturas de seguros contra interrupções dos negócios de qualquer natureza para as nossas operações no Brasil, incluindo as interrupções de natureza trabalhista. Por exemplo, se nossos trabalhadores entrarem em greve, as interrupções no trabalho poderão nos afetar negativamente. Além disso, não temos seguro para a maioria de nossos ativos, contra guerras ou sabotagem. Desse modo, um ataque ou um incidente operacional que cause a interrupção de nossos negócios poderia ter um impacto negativo relevante em nossa posição financeira ou em nossos resultados operacionais.

Estamos sujeitos a riscos significativos relativos às nossas operações internacionais.

Operamos em diversos países, particularmente da América do Sul e na África Ocidental, em áreas nas quais pode haver instabilidades políticas, econômicas e sociais. Os resultados operacionais e a posição financeira de nossas subsidiárias, nesses países, podem ser afetados negativamente pelas oscilações nas economias, instabilidade política e ações governamentais locais relativas à economia, incluindo:

- a imposição de controle de preços;
- a imposição de restrições nas exportações de hidrocarbonetos;
- a oscilação das moedas locais frente ao real;
- a nacionalização de reservas de petróleo e gás;
- aumentos nas alíquotas do imposto de exportação e do imposto de renda para petróleo e derivados; e
- mudanças institucionais unilaterais (governamentais) e contratuais, incluindo controles sobre investimentos e limitações para novos projetos.

Caso um ou mais dos riscos acima descritos ocorrerem, poderemos perder parte ou todas as nossas reservas no país afetado, e talvez não consigamos alcançar nossos objetivos estratégicos nesses países ou em nossas operações internacionais como um todo, o que pode impactar de forma negativa em nossos resultados operacionais e posição financeira. Para mais informações sobre nossas operações fora do Brasil, consulte o Item 4. “Informações sobre a Companhia—Internacional.”

Riscos relativos à PifCo

As operações da PifCo e sua capacidade de pagamento de dívida dependem de nós.

A posição financeira e os resultados operacionais da PifCo são diretamente afetados por nossas decisões. A PifCo é uma subsidiária integral da Petrobras estabelecida nas Ilhas Cayman como uma sociedade limitada isenta. Atualmente, a PifCo compra petróleo e derivados de terceiros e nos revende. A PifCo também compra petróleo e derivados de nós e os revende fora do Brasil. Desse modo, as atividades e transações entre as companhias e, conseqüentemente, a posição financeira e os resultados operacionais da PifCo são afetados pelas decisões tomadas por nós. Além disso, a PifCo compra e vende petróleo e derivados de e para terceiros e partes relacionadas, especialmente fora do Brasil. As operações comerciais são conduzidas em condições de mercado e a preço de mercado.

A PifCo está reduzindo gradativamente suas vendas de petróleo e derivados para nós e reduzirá suas vendas de petróleo e derivados a terceiros e, irá, finalmente, interromper definitivamente estas operações comerciais. A partir desse momento, a PifCo se tornará uma subsidiária de finanças operando como um veículo para nós, de modo a levantar capital para nossas operações fora do Brasil através da emissão de títulos de dívida nos mercados de capital internacional, entre outros meios. A capacidade da PifCo em pagar e refinar a dívida depende, então, de nossas próprias operações. O financiamento das operações comerciais da PifCo é feito por nós, bem como por fornecedores de crédito de terceiros, para os quais fornecemos suporte de crédito. Nosso suporte às obrigações de dívidas da PifCo tem sido e continuará sendo feito através de garantias incondicionais e irrevogáveis de pagamento.

Nossa própria condição financeira e resultados operacionais, assim como nosso suporte financeiro à PifCo, afeta diretamente os resultados operacionais da PifCo e sua capacidade de pagamento de dívidas. Para obter uma descrição mais detalhada sobre certos riscos que possam ter um impacto negativo significativo sobre nossa posição financeira ou resultados operacionais, e, deste modo, afetar a capacidade da PifCo de cumprir com suas obrigações de dívidas, consulte “Riscos Relativos às Nossas Operações.”

A PifCo depende de nós para verificar seu endividamento para com terceiros.

A PifCo está gradativamente reduzindo suas vendas de petróleo e derivados para nós e irá reduzir gradativamente suas vendas de petróleo e derivados a terceiros e, irá, finalmente, interromper definitivamente estas operações comerciais, conforme descrito acima. A PifCo incorre em endividamento de modo regular e continuará a agir de tal modo como nossa subsidiária de finanças. A PifCo depende e continuará a depender de nosso suporte em financiamento e crédito para verificar seu endividamento para com terceiros. Todo esse endividamento tem o benefício de uma garantia ou outro suporte de crédito equivalente vindo de nós. Se, por qualquer motivo, não nos for permitido continuar a financiar as operações da PifCo ou continuar a fornecer suporte de crédito a seu endividamento, isso teria um efeito significativamente negativo sobre a capacidade da PifCo de cumprir com suas obrigações de dívidas.

Riscos Relativos ao nosso Relacionamento com o Governo Brasileiro

O governo brasileiro, na qualidade de nosso acionista controlador, poderá nos exigir o alcance de certas metas macroeconômicas e sociais que poderão ter um impacto negativo nos nossos resultados operacionais e posição financeira.

O governo brasileiro, na qualidade de acionista controlador de uma companhia de capital misto como a nossa, já alcançou, e poderá alcançar no futuro, alguns de seus objetivos macroeconômicos e sociais através de nossa companhia, conforme seja permitido por lei. A legislação brasileira exige que o governo federal detenha a maioria de nossas ações com direito a voto e, tão logo isto aconteça, o governo federal terá o poder de eleger a maioria dos membros de nosso Conselho de Administração e, através deles, a maioria dos membros da diretoria executiva que são responsáveis pela nossa gestão diária. Como resultado, teremos que entrar em atividades que dêem preferência aos objetivos do governo federal brasileiro em vez de nossos próprios objetivos econômicos e empresariais.

Em especial, continuamos a prestar assistência ao governo federal brasileiro para garantir que o suprimento e o preço do petróleo e derivados no Brasil atendam aos requisitos de consumo dos brasileiros. Assim, podemos fazer investimentos, incorrer em custos e realizar vendas a prazo que poderão impactar negativamente em nossos resultados operacionais e posição financeira. Antes de janeiro de 2002, os preços do petróleo e derivados eram regulados pelo governo federal, que ocasionalmente estabelecia preços abaixo dos predominantes nos mercados mundiais de petróleo. Não podemos assegurar que os controles de preço não serão restaurados no Brasil.

Poderemos não obter financiamentos para alguns de nossos investimentos planejados, e, caso isso ocorra, nossos resultados operacionais e posição financeira poderão ser afetados negativamente.

O governo brasileiro mantém o controle sobre nosso orçamento de investimento e estabelece limites sobre nossos investimentos e endividamento a longo prazo. Como somos uma entidade estatal, devemos submeter nossa proposta de orçamento anual ao Ministério do Planejamento, Orçamento e Administração, ao MME e ao Congresso Brasileiro para aprovação. Caso nosso orçamento aprovado reduza os investimentos propostos e aquisição de novas dívidas, e não consigamos obter financiamentos que não exijam a aprovação do governo federal, possivelmente não poderemos realizar todos os investimentos que desejamos, inclusive aqueles que concordamos em fazer para expandir e desenvolver nossos campos de petróleo e gás natural. Se não pudermos fazer estes investimentos, nossos resultados operacionais e posição financeira poderão ser negativamente impactados.

Riscos Relativos ao Brasil

O governo federal historicamente exerceu e continua exercendo uma influência significativa na economia brasileira. As condições políticas e econômicas brasileiras têm um impacto direto em nossos negócios e poderão ter um efeito adverso em nossas atividades.

As políticas econômicas do governo federal poderão ter efeitos importantes sobre as companhias brasileiras, inclusive sobre nós, e nas condições de mercado e preços dos títulos brasileiros. Nossa posição financeira e resultados operacionais podem ser impactados de modo desfavorável pelos seguintes fatores e resposta do governo federal a eles:

- desvalorizações e outras alterações nas taxas de câmbio;
- inflação;
- políticas de controle de câmbio;
- instabilidade nos preços;
- taxas de juros;
- liquidez de capital interno e mercados de empréstimos;
- política fiscal;
- políticas regulatória para a indústria de petróleo e gás, incluindo a política de preços; e
- outros desenvolvimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos no Brasil ou que venham a afetá-lo.

A incerteza sobre a possibilidade de o governo federal implantar estas ou outras mudanças na política ou regulamentações que possam afetar qualquer um dos fatores mencionados acima ou outros fatores no futuro, poderá gerar incertezas econômicas no Brasil e aumentar a volatilidade do mercado de títulos brasileiro e dos títulos emitidos no exterior por companhias brasileiras, o que poderá ter um impacto negativo significativo sobre nossos resultados operacionais e posição financeira.

Riscos Relativos a Nossos Títulos de Dívidas e Ações

O tamanho, volatilidade, liquidez e/ou regulamentação dos mercados de títulos brasileiros podem restringir a capacidade dos titulares de ADSs de vender as ações ordinárias ou preferenciais relativas aos nossos ADSs.

As ações da Petrobras são umas das que apresentam maior liquidez na Bolsa de valores de São Paulo (BM&FBOVESPA), mas em geral, os mercados de títulos brasileiros são menores, mais voláteis e menos líquidos do que os grandes mercados de títulos nos Estados Unidos e outras jurisdições, e podem ser regulados de forma diferente daquela a qual os investidores americanos estão acostumados. Os fatores que podem afetar especificamente os mercados de ações brasileiros podem limitar a capacidade dos titulares de ADSs de vender as ações ordinárias ou preferenciais relativas aos ADSs, no preço e no tempo desejados.

O mercado de títulos da PifCo pode não ter liquidez.

Alguns dos títulos da PifCo não estão listados em qualquer mercado de câmbio de títulos e não são cotados através de um sistema de cotação automatizado. Não podemos assegurar a liquidez ou o mercado de negociação dos títulos da PifCo. Não podemos garantir que os detentores dos títulos da PifCo consigam vendê-los no futuro. Caso o mercado de títulos da PifCo não se desenvolva, seus detentores talvez não consigam revendê-los durante um longo período, ou talvez nunca.

Os titulares de ADSs talvez não consigam exercer seus direitos de preferência em relação às ações ordinárias ou preferenciais relativas às ADSs.

Os titulares de ADSs que são residentes nos Estados Unidos talvez não consigam exercer seus direitos de preferência relativos às ações ordinárias ou preferenciais subjacentes às nossas ADSs, a menos que haja uma declaração de registro de acordo com o *Securities Act* em vigor em relação a tais direitos ou uma isenção dos requisitos de registro de acordo com o *Securities Act*. Não somos obrigados a arquivar uma declaração de registro em relação às ações ordinárias ou preferenciais relativas aos direitos de preferência e, desse modo, podemos não arquivar tal declaração. Caso a declaração de registro não seja feita e não haja a isenção do registro, o JPMorgan Chase Bank, N.A., como depositário, tentará vender os direitos de preferência, e os titulares de ADSs terão o direito de receber os resultados da venda. No entanto, os direitos de preferência expiram caso o depositário não as venda. Para obter uma descrição mais completa dos direitos de preferência relativos às ações ordinárias ou preferenciais, consulte o Item 10. “Informações Adicionais— Atos Constitutivos e Contrato Social da Petrobras— Direitos de Preferência.”

Caso os titulares de nossas ADSs troquem suas ADSs por ações ordinárias ou preferenciais, correm o risco de perder a capacidade de remeter moeda estrangeira para o exterior e perdem vantagens fiscais no Brasil.

O depositário brasileiro de nossas ações ordinárias ou preferenciais subjacentes às nossas ADSs deve obter um certificado de registro do Banco Central do Brasil para ter direito a remeter dólares americanos para o exterior para pagamentos de dividendos e outras distribuições relativas às nossas ações ordinárias e preferenciais ou pela venda das ações ordinárias ou preferenciais. Caso os titulares de ADSs decidam trocar suas ADSs pelas ações ordinárias ou preferenciais subjacentes, eles terão direito de valer-se, por um período de cinco dias úteis no Brasil a partir da data do câmbio, do certificado de registro do depositário. Após este período, tais titulares não poderão obter e remeter dólares americanos para o exterior com a venda das ações ordinárias ou preferenciais ou distribuições relativas a elas, a menos que consigam obter seus próprios certificados de registro ou registro em conformidade com a Resolução no. 2.689 de 26 de janeiro de 2000 do Conselho Monetário Nacional (CMN) que dá aos investidores estrangeiros registrados o direito de comprar e vender na BM&FBOVESPA. Além disso, se tais titulares não obtiverem um certificado de registro ou registro de acordo com a Resolução no. 2.689, eles poderão estar sujeitos a um tratamento fiscal menos favorável sobre os ganhos em relação às ações ordinárias ou preferenciais.

Se tais titulares obtiverem seus próprios certificados de registro, eles poderão incorrer em despesas ou sofrerão atrasos no processo de registro, o que poderá atrasar sua capacidade de receber dividendos ou distribuições relativas às ações ordinárias ou preferenciais ou o retorno de seu capital em tempo hábil. O certificado de registro do depositário ou qualquer registro de capital estrangeiro obtido por tais titulares poderão ser afetados por futuras mudanças legislativas ou regulatórias e não poderemos garantir a tais titulares que não serão impostas a eles restrições adicionais relativas à venda das respectivas ações ordinárias ou preferenciais subjacentes ou o repatriamento dos resultados do processo no futuro.

Os titulares de ADSs poderão ter dificuldades em proteger seus interesses.

Nossos negócios corporativos são regidos por nosso estatuto e pela Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, que diferem dos princípios legais que poderiam ser aplicados caso tivéssemos sido estabelecidos em uma jurisdição nos Estados Unidos ou em qualquer outro lugar fora do Brasil. Além disso, os direitos de um titular de ADS, que são derivados dos direitos dos titulares de nossas ações ordinárias ou preferenciais, conforme o caso, de proteger seus interesses contra ações de nosso Conselho de Administração são diferentes de acordo com a Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, comparadas às leis em outras jurisdições. As regras quanto a comércio interno e autonegociação e a preservação dos interesses dos acionistas também podem ser diferentes no Brasil em relação aos Estados Unidos. Existem, também, menos advogados de defesa dedicados ao cumprimento dos direitos dos acionistas no Brasil do que nos Estados Unidos. Além disso, os acionistas nas companhias brasileiras normalmente não possuem representação para instaurar uma ação de classe.

Somos uma companhia estatal organizada de acordo com as leis do Brasil e todos os nossos conselheiros e diretores residem no Brasil. Substancialmente, todos os nossos ativos e os bens de nossos diretores e conselheiros estão localizados no Brasil. Portanto, pode não ser possível para os titulares de ADSs ajuizar demanda contra nós ou nossos conselheiros e executivos nos Estados Unidos ou em outras jurisdições fora do Brasil, ou de executar contra nós ou contra nossos conselheiros e executivos, sentenças obtidas nos Estados Unidos ou em outras jurisdições fora do Brasil. Devido ao fato de as sentenças dos tribunais americanos relativas a responsabilidades civis com base nas leis de garantias federais americanas somente poderem ser executadas no Brasil se determinados requisitos forem atendidos, os titulares de ADSs podem enfrentar muitas dificuldades para proteger seus interesses em ações contra nós ou nossos conselheiros e executivos do que os acionistas de uma empresa estabelecida em um estado ou em outra jurisdição dos Estados Unidos.

Os titulares de nossas ADSs poderão encontrar dificuldades em exercer os direitos de voto e de ações preferenciais, e as ADSs que representam ações preferenciais geralmente não dão direito a voto a seus titulares.

Os titulares de ADSs podem encontrar dificuldades em exercer alguns de seus direitos como acionistas se detiverem nossas ADSs em vez de suas ações subjacentes. Por exemplo, se não conseguirmos fornecer ao depositário as matérias sujeitas a voto em tempo hábil, os titulares de ADSs podem não conseguir votar dando instruções ao depositário sobre como votar em seu nome.

Além disso, uma parte de nossas ADSs representa nossas ações preferenciais. De acordo com as leis brasileiras e com nosso estatuto, os titulares de ações preferenciais geralmente não têm direito a voto nas assembleias de nossos acionistas. Isto significa, dentre outras coisas, que os titulares das ADSs que representam as ações preferenciais não possuem direito a voto nas transações ou deliberações importantes da empresa. Consulte o Item 10. “Informações Adicionais—Atos Constitutivos e Contrato Social da Petrobras—Direitos a Voto” que contém uma discussão sobre os direitos limitados a voto de nossas ações preferenciais.

Teríamos que pagar por julgamentos em tribunais brasileiros para executar nossas obrigações sob a garantia relativa aos títulos da PifCo somente em reais.

Caso fossem abertos processos no Brasil para executar nossas obrigações em relação à garantia relativa aos títulos da PifCo, teríamos que pagar nossas obrigações somente em reais. De acordo com as regras brasileiras para controle de câmbio, uma obrigação de pagamento de valores em outra moeda, que não seja o real, que seja paga no Brasil em cumprimento a uma sentença de um tribunal brasileiro, poderá ser realizada em reais a uma taxa de câmbio determinada pelo Banco Central do Brasil, em vigor na data do pagamento.

Uma notificação de que estamos sujeitos às leis de falência americanas e que a garantia executada por nós seria um acordo fraudulento poderia resultar na perda, por parte dos detentores de títulos da PifCo, dos direitos de ação contra nós.

A obrigação da PifCo em realizar pagamentos sobre seus títulos é suportada por nossa obrigação referente à garantia correspondente. Fomos informados por nosso consultor jurídico americano de que a garantia é válida e aplicável de acordo com as leis do Estado de Nova York e dos Estados Unidos. Além disso, fomos informados por nosso consultor jurídico geral de que as leis do Brasil não impedem que a garantia seja válida, vinculante e executável contra nós de acordo com seus termos. No caso de qualquer lei de fraude ou similar do governo americano ser aplicada à garantia e se nós, no momento em que celebrarmos a garantia pertinente:

- estivermos insolventes ou prestes a nos tornar insolventes em função de ter celebrado tal garantia;
- estivermos envolvidos em negócios ou transações para os quais nossos ativos remanescentes constituírem capital insignificante; ou
- tivermos a intenção de incorrer em ou tivermos incorrido ou acreditarmos ter incorrido em dívidas acima de nossa capacidade de pagamento em seus vencimentos; e
- em qualquer caso, tivermos a intenção de receber ou tivermos recebido menos do que o valor equivalente razoável ou o pagamento justo dele,

então nossas obrigações para com a garantia poderão ser evitadas, ou as reivindicações em relação a tal contrato poderão estar subordinadas às reivindicações de outros credores. Entre outras coisas, uma ação judicial em relação à garantia em bases fraudulentas poderá focar nos benefícios, se houver, realizados por nós como resultado da emissão pela PifCo destes títulos. Caso a garantia seja considerada como sendo um acordo fraudulento ou inexecutável por qualquer outro motivo, os detentores de títulos da PifCo não poderão fazer reivindicações contra nós em relação à garantia pertinente e somente poderão fazer reivindicações contra a PifCo. Não podemos garantir que, após o pagamento de todas as reivindicações anteriores, haverá ativos suficientes para satisfazer as reivindicações dos detentores da PifCo em relação a qualquer parte não incluída na garantia.

Item 4. Informações sobre a Companhia

História e Desenvolvimento

A Petróleo Brasileiro S.A.—Petrobras— foi constituída em 1953 para conduzir as atividades de hidrocarbonetos do governo federal brasileiro. Em 1954, nós iniciamos as operações e a produção de petróleo e gás natural, e as atividades de refino no Brasil em nome do governo brasileiro.

Como parte de uma reforma abrangente na regulamentação de petróleo e gás, o Congresso Brasileiro aprovou uma emenda na Constituição brasileira em 1995 que autoriza o governo federal brasileiro a contratar qualquer empresa privada ou estatal para realizar atividades de exploração, produção, refino, comercialização e transporte de petróleo, gás natural e derivados. Em 6 de agosto de 1997, o governo decretou a lei n° 9.478 que estabeleceu um sistema regulamentar com base em

concessões, cancelou o nosso direito exclusivo sobre as atividades de petróleo e gás e permitiu a concorrência na indústria brasileira de petróleo e gás. Desde essa época, nós operamos em um ambiente cada vez mais competitivo e livre de controle governamental. A lei nº 9.478 também criou uma agência reguladora independente, a ANP, para regular a indústria do petróleo, gás natural e combustível renovável no Brasil e criar um ambiente competitivo no setor de petróleo e gás. Em 02 de janeiro de 2002, o Brasil desregulou os preços para petróleo, derivados e gás natural. Consulte a “Regulação da Indústria de Petróleo e Gás no Brasil – Regulação de Preços”.

Em 2010, três novas leis foram decretadas para regular a exploração e produção nas áreas do Pré-Sal que não estavam sujeitas às concessões existentes: As leis nº 12.351, nº 12.304 e nº 12.276. A legislação em vigor não regulamenta as concessões do Pré-Sal existentes, que cobrem aproximadamente 28% da região do pré-sal.

Conforme a lei nº 12.276, nós assinamos um acordo com o governo brasileiro em 3 de setembro de 2010 (Contrato de Cessão Onerosa), pelo qual o governo nos cedeu os direitos de realizar atividades de exploração e produção de petróleo, gás e outros hidrocarbonetos fluidos em áreas do Pré-Sal específicas, sujeito a uma produção máxima de cinco bilhões de barris de óleo equivalente. O preço de compra inicial conforme o Contrato de Cessão foi de R\$74.807.616.407,00, equivalente a US\$42.533.327.500,00 em 1º de setembro de 2010. Em 29 de setembro de 2010, nós emitimos 2.293.907.960 de ações ordinárias (incluindo ações ordinárias na forma de ADSs) e 1.788.515.136 de ações preferenciais (incluindo ações preferenciais na forma de ADSs) em uma oferta pública global, que consistia de uma oferta registrada no Brasil e uma oferta internacional, que incluía uma oferta registrada nos Estados Unidos. Em 1º de outubro de 2010, nós emitimos mais 75.198.838 ações ordinárias (incluindo ações ordinárias na forma de ADSs) e 112.798.256 de ações preferenciais (incluindo ações preferenciais na forma de ADSs), de acordo com o exercício da opção de sobrealocação dos *underwriters*. Nós aplicamos parte das receitas líquidas da oferta global para pagar o preço de compra inicial conforme o Contrato de Cessão. Para garantir transparência, o Conselho de Administração criou um comitê especial composto de representantes de acionistas minoritários para monitorar a transação da Cessão Onerosa. Nós obedecemos todos os requisitos da lei societária brasileira durante o processo de capitalização, incluindo a proteção dos direitos dos acionistas minoritários.

As nossas ações ordinárias e preferenciais são negociadas no BM&FBOVESPA desde 1968. A Petrobras foi constituída como empresa controlada pelo governo de acordo com a lei nº 2.004 (em vigor a partir de 3 de outubro de 1953) e a maioria do seu capital votante deve pertencer ao governo federal brasileiro. Em 31 de dezembro de 2010, o governo federal brasileiro possuía 48,3% de nosso capital social em circulação e 63,6% do capital votante. Nós operamos por meio de subsidiárias, joint ventures e empresas associadas estabelecidas no Brasil e em muitos outros países.

Nossa sede está localizada na Avenida República do Chile 65, Rio de Janeiro, RJ, Brasil 20031-912 e o nosso número de telefone é (55-21) 3224-4477.

Visão Geral do Grupo

Nós somos uma empresa integrada de petróleo e gás, a maior empresa do Brasil e uma das maiores empresas na América Latina em termos de receitas. Como resultado de nossa história como único fornecedor brasileiro de petróleo e derivados e nosso compromisso contínuo com o desenvolvimento e crescimento, operamos a maior parte dos campos produtores de petróleo e gás e possuímos uma ampla base de reservas provadas e uma infraestrutura operacional completamente desenvolvida. Em 2010, nossa produção média nacional de petróleo diária foi de 2.004 mboe/d, aproximadamente 97,5% do total do Brasil. Mais de 79% de nossas reservas provadas nacionais estão em grandes campos contíguos de alta produção na Bacia de Campos, o que nos permite otimizar a nossa infraestrutura e limitar os nossos gastos com exploração, desenvolvimento e produção. Em 41 anos de desenvolvimento das bacias sedimentares brasileiras, nós adquirimos um conhecimento especial na exploração e produção em águas profundas, conhecimento este utilizado tanto no Brasil quanto em outras províncias de petróleo *offshore*.

Nós operamos substancialmente toda a capacidade de refino no Brasil. A maioria das nossas refinarias está localizada no sudeste brasileiro, nos mercados mais povoados e industrializados e próxima à Bacia de Campos, que fornece grande parte do petróleo. Nossa capacidade de refino doméstica de 2.007 mbbbl/d está equilibrada com o rendimento do refino doméstico de 1.798 mbbbl/d e com as vendas domésticas de derivados de 1.960 mbbbl/d. Nós também atuamos na produção de petroquímicos. Distribuimos derivados por meio de nossa rede "BR" de varejistas e para atacadistas.

Nós participamos da maior parte das atividades do mercado brasileiro de gás natural. Nós esperamos que o percentual de gás natural na matriz energética brasileira cresça no futuro na medida em que expandimos nossa produção de gás associado e não associado, principalmente nos campos *offshore* em Campos, Espírito Santo e Bacia de Santos, além de estender a infraestrutura brasileira de transporte de gás. Utilizamos terminais de GNL e importamos gás natural da Bolívia para suprir a demanda e diversificar as fontes de fornecimento. Nós também participamos do mercado doméstico de energia principalmente por meio de investimentos em centrais termelétricas a gás. Além disso, também temos participação em negócios de fertilizantes, outra importante fonte de demanda de gás natural.

Estamos presentes em mais de 20 países fora do Brasil. Na América do Sul, nossas operações vão da exploração e produção até o refino, comercialização, serviços de vendas e dutos de gás natural. Na América do Norte, produzimos óleo e gás e temos operações de refino nos Estados Unidos. Na África, produzimos petróleo em Angola e na Nigéria. Na Ásia, nós temos operações de refino do Japão. Em outros países, fazemos apenas exploração de petróleo e gás.

Informações completas e tabelas sobre as reservas e produção estão no final do Item 4. Consulte "- Informações adicionais sobre produção e reservas".

Nossas atividades compreendem cinco segmentos de negócios:

- **Exploração e Produção:** exploração de petróleo e gás, desenvolvimento e produção no Brasil;
- **Refino, Transporte e Comercialização:** atividades de *downstream* no Brasil, incluindo refino, logística, transporte, exportação e importação de petróleo e derivados e petroquímicos;
- **Distribuição:** distribuição de derivados para atacadistas e por meio da nossa rede "BR" de varejo no Brasil;
- **Gás e Energia:** transporte e distribuição de gás, geração de energia elétrica usando gás natural e fontes de energia renováveis e produção de fertilizante; e
- **Internacional:** exploração e produção, refino, transporte e comercialização, distribuição e operações de energia e gás para o exterior.

Nosso segmento corporativo compreende as nossas atividades financeiras não atribuídas a outros segmentos, incluindo gestão financeira corporativa, as despesas centrais administrativas e atuariais, relacionadas aos nossos planos de pensão e de saúde dos participantes inativos. Desde 2009, o segmento corporativo incluiu os resultados das operações com biocombustíveis. Nos anos anteriores, os resultados das operações com biocombustíveis foram incluídas no segmento de Gás e Energia.

A tabela à seguir apresenta as informações principais referente a cada segmento de negócio em 2010:

Informações principais por segmento de negócio, 2010								
	Exploração e Produção	Refino, Transporte e Comercialização	Distribuição	Gás e Energia	Internacional	Corporativo	Eliminações	Total
	(milhões de US\$)							
Receita operacional líquida.....	54.284	97.540	37.308	8.507	13.463	—	(91.050)	120.052
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda	24.556	2.278	1.101	1.014	1.076	(3.416)	(778)	25.831
Total de ativos em 31 de dezembro.....	137.193	69.487	7.529	29.907	16.170	53.707	(5.310)	308.683
Despesas de capital	22.222	15.356	482	4.099	2.167	752	—	45.078

Exploração e Produção

Estatísticas Principais da Exploração e Produção			
	2010	2009	2008
	(milhões de US\$)		
Exploração e produção:			
Receita operacional líquida	54.284	38.777	59.024
Lucro antes do imposto de renda	24.556	14.588	31.657
Total de ativos em 31 de dezembro.....	137.193	77.596	51.326
Despesas de capital	22.222	16.488	14.293

As atividades de exploração e produção de petróleo e gás no Brasil compõem a maior parte do nosso portfólio. Aumentamos, ao longo das últimas quatro décadas, nossa produção de petróleo, LGN e gás natural no Brasil de 164 mbb/d, em 1970, para 2.004 mbb/d em 2010. Temos como objetivo aumentar nossas reservas de petróleo e gás e produção de maneira sustentável, além de ser reconhecido pela excelência nas operações de exploração e produção.

O foco principal do nosso segmento de E&P é:

- Continuar explorando e desenvolvendo a Bacia de Campos, alavancando a infraestrutura atual para perfurar em horizontes mais profundos nas concessões existentes, incluindo as reservas de pré-sal, e utilizando novas tecnologias para recuperação secundária nos campos de produção;
- Explorar e desenvolver as duas bacias *offshore* mais promissoras do Brasil, que são a Bacia de Espírito Santo (petróleo leve, petróleo pesado e gás) e a Bacia de Campos (gás e petróleo leve), com foco especial do desenvolvimento do Pré-Sal;
- Desenvolver recursos de gás associado e não associado na Bacia de Santos e em outros locais para suprir a demanda de gás crescente no Brasil e aumentar a contribuição da produção de gás brasileiro como uma proporção do fornecimento de gás doméstico total; e
- Sustentar e aumentar a produção dos campos *onshore* e rasos por meio de perfuração e operações de recuperação melhoradas.

Em 2010, a média de produção petróleo e gás no Brasil foi de 2.165,5 mboe/d, dos quais 76,7% de petróleo e 23,3% de gás natural. Em 31 de dezembro de 2010, nossas reservas provadas estimadas de petróleo e gás natural no Brasil eram de 12,14 bilhões boe, dos quais 86% de petróleo e 14% de gás natural. O Brasil foi responsável por 89,8% da produção mundial em 2010 e respondeu por 95% de nossas reservas mundiais em 31 de dezembro de 2010, em barris de óleo equivalente. Historicamente, aproximadamente 85% da nossa produção brasileira total foram de petróleo. Em conjunto com o desenvolvimento do Pré-Sal, a contribuição do gás natural para a produção de hidrocarboneto total deve aumentar. Em 2010, perfuramos um total de 561 poços de desenvolvimento, dos quais 78 *offshore* e 483 *onshore*.

Em 31 de dezembro de 2010, nós tínhamos 138 acordos de exploração cobrindo 198 blocos, correspondente a uma superfície exploratória bruta de 130.000 km² (32,1 milhões de acres) ou uma superfície exploratória líquida de 105.000 km² (25,9 milhões de acres), e 31 planos de avaliação. Nós somos os únicos responsáveis pela condução de atividades de exploração em 66 dos 138 dos acordos de exploração. Ao final de 2010, nós tínhamos parcerias com 75 empresas nacionais e estrangeiras. Nós conduzimos atividades de exploração em 120 dos nossos 138 acordos de participação.

Nós concentramos os nossos esforços de exploração na perfuração em águas profundas, onde as descobertas são substancialmente maiores e a nossa tecnologia e expertise nos concedem uma vantagem competitiva. Em 2010, nós investimos um total de US\$4.08 bilhões em atividades de produção no Brasil. Nós perfuramos um total de 116 poços exploratórios em 2010, dos quais 49 *offshore* e 67 *onshore*, com uma taxa de sucesso de 57%.

Os campos de petróleo mais ricos do Brasil estão localizados *offshore*, a maioria deles em águas profundas. Desde 1971, quando iniciamos a exploração na Bacia de Campos, estamos trabalhando nessas águas e nos tornamos reconhecidos em todo o mundo como inovadores na tecnologia necessária para explorar e produzir hidrocarbonetos em águas profundas e ultraprofundas. Nós produzimos mais do que qualquer outra empresa em campos de águas profundas e ultraprofundas (em boe). Em 2010, a produção *offshore* contribuiu para 87% e a produção de águas profundas contribuiu com o equivalente a 76% da nossa produção no Brasil. Em 2010, nós operamos 201 poços em águas com profundidade maior do que 1.000 metros (3.281 pés) e perfuramos aproximadamente 24 poços exploratórios em águas com profundidade maior do que 1.000 metros (3.281 pés).

Os custos com exploração, desenvolvimento e produção *offshore* são normalmente maiores do que os custos *onshore*, mas fomos capazes de compensar esses gastos elevados com taxas maiores de sucesso de perfuração, descobertas maiores e aumento nos volumes de produção. Historicamente, temos sucesso em descobrir e desenvolver reservas de petróleo significantes *offshore*, o que nos permitiu alcançar economias de escala ao dividir o total de gasto de exploração, desenvolvimento e produção em uma grande base. Ao focar em oportunidades que são próximas à estrutura de produção existente, limitamos a necessidade de aumento de capital de um novo desenvolvimento de campo.

Historicamente, as nossas atividades de produção e exploração *offshore* estavam focadas nas reservas pós-sal. A descoberta do campo Lula (antigo Tupi), em 2006, marcou o início de um novo capítulo na história da nossa exploração e produção. Recentemente, temos focado os nossos esforços de exploração *offshore* nas reservas de Pré-Sal, localizadas em uma região com aproximadamente 800 km (497 milhas) de comprimento e 200 km (124 milhas) de largura, que vai da Bacia de Campos até a Bacia de Santos. Nossos contratos existentes nessa área cobrem 26,6% (aproximadamente 45.615 km² ou 11,3 milhões de acres) das áreas de pré-sal, incluindo as áreas de pré-sal transferidas para nós conforme Contratos de Concessão e o Contrato de Cessão Onerosa. Mais 4% (aproximadamente 9.000 km² ou 2,2 milhões de acres) está sob concessão de outras empresas de petróleo para exploração. Os 69,4% restantes (aproximadamente 103.000 km² ou 25,4 milhões de acres) da região do Pré-Sal está em uma área de acreagem aberta, ainda não licenciada. O licenciamento de novas concessões do Pré-Sal será feito sob regime de partilha de produção de acordo com a lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010.

Desde 2005, nós perfuramos 52 poços exploratórios como operadores na área de Pré-Sal de 149.000 km² (36,8 milhões de acres), das quais 88% levaram a descoberta de hidrocarbonetos. Nós

temos participação de 20% a 100% nas áreas de exploração do pré-sal sob nossa concessão. Na parte sul da Bacia de Santos, onde a camada de sal é mais espessa e os hidrocarbonetos estão melhores preservados, fizemos várias descobertas promissoras, desde 2006, incluindo aquelas nos blocos BM-S-11 (campos de Iara, Lula e Cernambi) e BM-S-9 (Carioca e Guará). Ao norte da região, fizemos descobertas significativas em 2008 e no começo de 2010, na área denominada Parque das Baleias, e nos campos de Barracuda, Marlim e Caratinga, todos eles na Bacia de Campos. Como resultado, estamos investindo recursos substanciais para desenvolver essas descobertas do pré-sal, que estão localizadas em águas profundas e ultraprofundas, em profundidades de até 8.000 metros (26.245 pés).

Nosso Plano de Negócios 2010-2014, divulgado em junho de 2010, antes da assinatura do Contrato de Cessão Onerosa, prevê investimentos de US\$33 bilhões de 2010 a 2014 (não incluindo investimentos de nossos parceiros) para desenvolver nossas concessões então existentes nas áreas de pré-sal, ou aproximadamente 31% do total de despesas de capital nacional para exploração e produção até 2014. Em maio de 2011, nosso Conselho de Administração aprovou a revisão anual do Plano de Desenvolvimento do Pré-Sal na Bacia de Santos (PLANSAL) que prevê dispêndios de capital de até US\$ 73 bilhões, até 2015, nas áreas de Pré-Sal da Bacia de Santos, dos quais 74% estão sendo fornecidos por nós e o restante pelos nossos parceiros. Esta revisão anual ao PLANSAL também prevê a exploração de áreas cedidas a nós através da Cessão Onerosa, ao reduzir com êxito os dispêndios de capital planejados para a exploração das áreas do Pré-Sal na Bacia de Santos em 45% desde 2008.

Nós também implementamos uma variedade de programas com o objetivo de aumentar a recuperação de petróleo dos campos existentes e reduzir o declínio natural dos campos produtores.

As nossas atividades de exploração e produção fora do Brasil estão incluídas em nosso segmento de negócios internacionais. Consulte “- Internacional”.

As informações sobre os nossos principais campos produtores de petróleo e gás no Brasil estão resumidas na tabela abaixo.

Principais campos produtores de petróleo e gás no Brasil				
Bacia	Campos	Petrobras %	Tipo	Fluido (1)
Alagoas	Pilar	100%	Terrestre	Petróleo leve/gás natural
Camamu	Manati	35%	Raso	Gás natural
Campos	Albacora	100%	Raso	Petróleo intermediário
	Albacora Leste	90%	Águas profundas	Petróleo intermediário
	Baleia Azul	100%	Águas profundas	Petróleo intermediário
	Baleia Franca	100%	Águas profundas	Petróleo intermediário
	Barracuda	100%	Águas profundas	Petróleo intermediário
	Bijupirá/Salema	22,4%(2)	Águas profundas	Petróleo intermediário
	Cachalote	100%	Águas profundas	Petróleo intermediário
	Caratinga	100%	Águas profundas	Petróleo intermediário
	Espadarte	100%	Águas profundas	Petróleo intermediário
	Jubarte	100%	Águas profundas	Petróleo pesado
	Maromba	62,5%	Águas profundas	Petróleo pesado
	Marlim	100%	Águas profundas	Petróleo pesado
	Marlim Leste	100%	Águas profundas	Petróleo intermediário
	Marlim Sul	100%	Águas profundas	Petróleo intermediário
	Namorado	100%	Águas ultraprofundas	Petróleo intermediário
	Ostra	35%	Raso	Petróleo pesado
	Pampo	100%	Águas profundas	Petróleo pesado
	Pargo	100%	Raso	Petróleo intermediário
	Roncador	100%	Águas profundas	Petróleo intermediário
Voador	100%	Águas ultraprofundas	Petróleo pesado	
Espírito Santo	Fazenda Alegre	100%	Onshore	Petróleo pesado
	Peroá	100%	Raso	Petróleo leve
	Golfinho	100%	Águas Profundas	Petróleo intermediário
	Canapu	100%	Águas ultraprofundas	Petróleo intermediário
	Camarupim	76%	Águas profundas	Gás natural
Potiguar	Canto do Amaro	100%	Terrestre	Petróleo intermed./Gás natural
				Petróleo pesado/Gás natural
Recôncavo	Jandaia	100%	Terrestre	Petróleo leve
	Miranga	100%	Terrestre	Petróleo leve/Gás natural
Santos	Merluza	100%	Raso	Gás natural
	Mexilhão	100%	Raso	Gás natural
	Uruguá	100%	Águas profundas	Petróleo intermed./gás natural
	Tambaú	100%	Águas profundas	Gás natural
	Lula	65%	Águas ultraprofundas	Petróleo intermediário
Cernambi	Cernambi	65%	Águas ultraprofundas	Petróleo intermediário
Sergipe	Carmópolis	100%	Terrestre	Petróleo intermediário
	Siririzinho	100%	Terrestre	Petróleo intermediário
Solimões	Leste do Urucu	100%	Terrestre	Petróleo leve/gás natural
	Rio Urucu	100%	Terrestre	Petróleo leve/gás natural

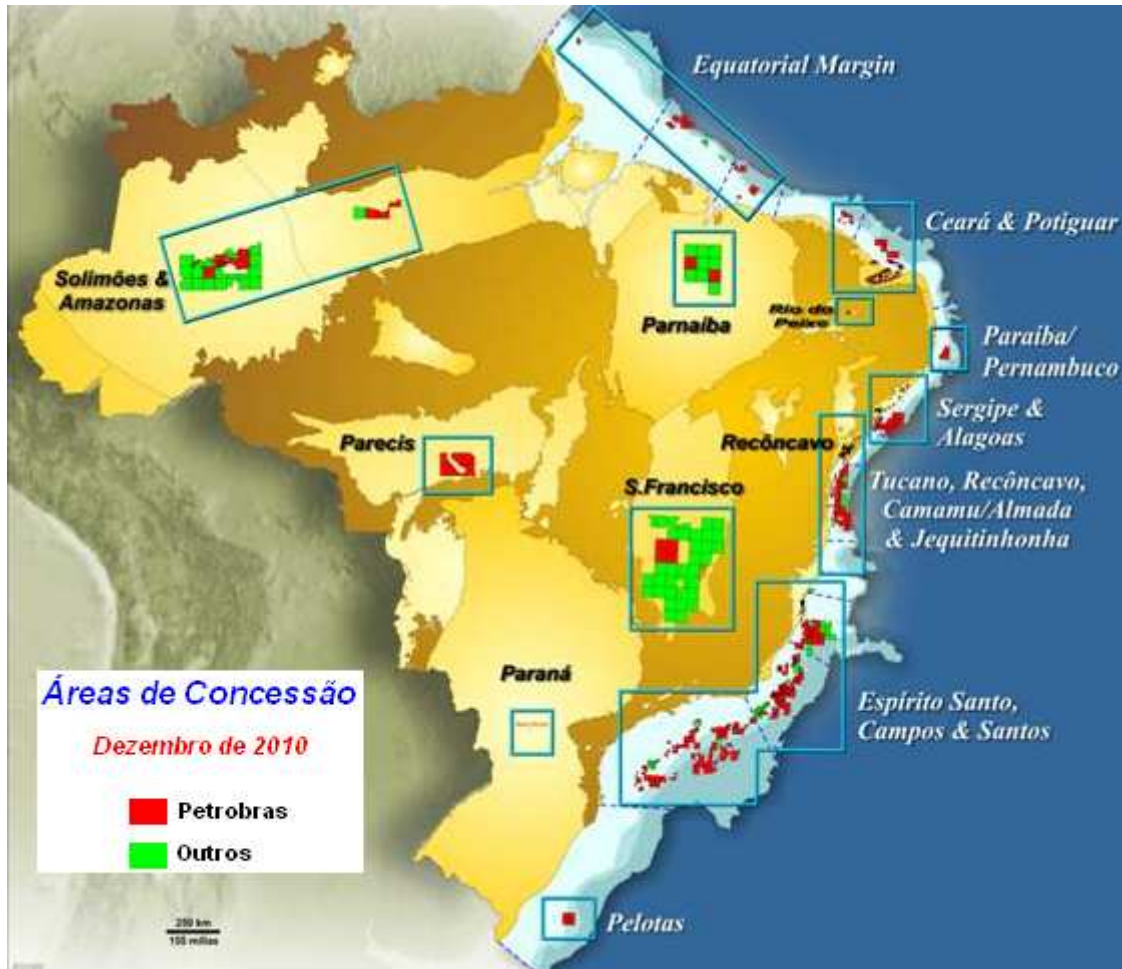
(1) Petróleo pesado = até 22° API; petróleo intermediário = de 22° API até 31° API; petróleo leve = maior do que 31° API

(2) A Petrobras não é a operadora neste campo.

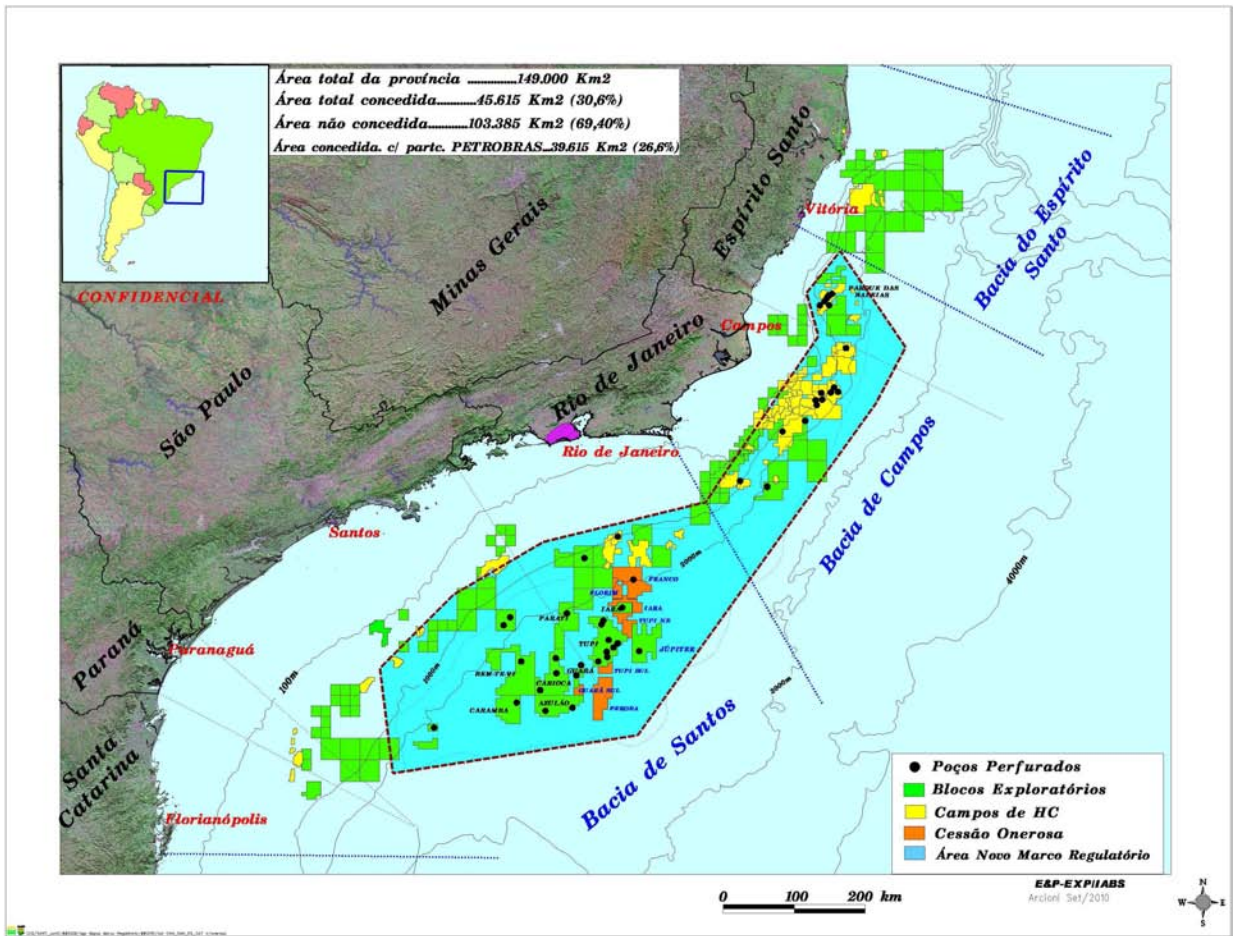
Historicamente, nós conduzimos as atividades de exploração, desenvolvimento e produção no Brasil por meio de contratos de concessão, que nós conseguimos através de participação em rodadas de leilões feitas pela ANP. Algumas das concessões existentes foram concedidas pela ANP sem leilão em 1998, conforme previsto na lei n° 9.478. Essas concessões são conhecidas como contratos de concessão

de "Round Zero". Desde essa época, nós participamos de todas as rodadas de leilões e a mais recente ocorreu em dezembro de 2008.

Os nossos esforços de exploração e produção de petróleo e gás nacional estão focados principalmente nas três maiores bacias *offshore* do sudeste do Brasil: de Campos, do Espírito Santo e de Santos. O mapa a seguir mostra as áreas de concessão no Brasil em dezembro de 2010.



O mapa abaixo apresenta o local das reservas do pré-sal e a situação de nossas atividades exploratórias naquele local.



Bacia de Campos

A Bacia de Campos, que tem aproximadamente 115.000 km² (28,4 milhões de acres), é a bacia mais produtiva de petróleo e gás no Brasil, conforme medido pelas reservas provadas e produção anuais. Desde o início da exploração nesta área, em 1971, mais de 60 acúmulos de hidrocarbonetos foram encontrados, incluindo oito grandes campos de petróleo em águas profundas e ultraprofundas. A Bacia de Campos é a nossa maior região de produção de petróleo e gás, com uma produção média de 1.676,9 mbbbl/d de petróleo e 13,6 mm³/d (480.3 mmcf/d) de gás natural associado em 2010, 81,5% de nossa produção total no Brasil. Em 2010, produzimos petróleo com uma taxa média de 1.676,9 mbbbl/d em 43 campos na Bacia de Campos e conseguimos reservas provadas de petróleo representando 84% do total de nossas reservas provadas de petróleo no Brasil. Nós mantivemos as reservas provadas de gás natural na Bacia de Campos representando 48% do total de nossas reservas provadas no Brasil. Nós operamos 40 sistemas de produção flutuantes, 14 plataformas fixas e 6.680 km (4.151 milhas) de dutos e dutos flexíveis em profundidades de 80 a 1.886 metros (262 a 6.188 pés), fornecendo petróleo com uma média de 22,9° API e um BSW médio de 1%.

Nós também fizemos progressos importantes nas atividades de E&P do Pré-Sal na Bacia de Campos, onde perfuramos um total de 25 poços. Em fevereiro de 2010, fizemos uma descoberta promissora de petróleo com 28° API em nosso poço exploratório ultraprofundo na área de Barracuda, que aconteceu após uma descoberta significativa de petróleo intermediário (30° API) na área do Parque das Baleias, em novembro de 2008. No campo de Jubarte na Bacia de Campos, ao longo da costa do Espírito Santo, um teste de longa duração utilizando um sistema piloto de poço único produziu com uma taxa média de 17 mbbbl/d de setembro de 2008 a fevereiro de 2011. Queremos acelerar a produção de Pré-Sal no Parque das Baleias usando a infraestrutura existente na área. Nós começamos a produzir no

campo de Baleia Franca, no segundo semestre de 2010, utilizando o FPSO Capixaba existente. Em 2002, esperamos iniciar um sistema piloto exclusivamente dedicado à exploração de Pré-Sal na região da Baleia Azul, usando outro FPSO.

Em 2010, o início das operações no FPSO Capixaba, localizado no campo de Cachalote, e na P-57, localizada no campo de Jubarte na base *offshore* de Campos, somou capacidades de 280 mbbbl/d de petróleo e 5,5 mmm³/d de gás natural.

Esperamos que no futuro a fonte de produção na Bacia de Campos será predominantemente de campos de águas profundas. Estamos desenvolvendo, no momento, nove projetos de grande porte nessa bacia: Módulo 3 de Marlim Sul, módulos 3 e 4 de Roncador, Papa-Terra, teste de longa duração e sistema de produção de longo prazo de Aruanã (BM-C-36), fase II de Jubarte, Parque das Baleias e as reservas de Pré-Sal da Baleia Azul.

Em 31 de dezembro de 2010, obtivemos os direitos de exploração em 21 blocos na Bacia de Campos, compreendendo 6.374 km² (1,5 milhões de acres).

Principais projetos de desenvolvimento da Bacia de Campos							
Campo	Tipo Unid.	Unidade de produção	Capacidade nominal de petróleo (bbl/d)	Capacidade nominal de gás natural (mcf/d)	Profundidade (metros)	Início (ano)	Observações
Marlim Sul–Módulo 3	SS	P-56	100.000	211.884	1.700	2011	
TLD de Aruanã (BM-C-36).....	FPSO	Cidade de Rio das Ostras	27.000	10.594	950	2011	FPSO existente fretado da Teekay
Baleia Azul	FPSO	Anchieta	100.000	88.285	1.400	2012	FPSO existente fretado da SBM
Roncador–Módulo 3.....	SS	P-55	180.000	211.884	1.790	2012	
Roncador–Módulo 4.....	FPSO	P-62	180.000	211.884	1.550	2013	
Papa-Terra–Módulo 1	TLWP	P-61	0	0	1.180	2013	Produção pela P-63
Papa-Terra–Módulo 2	FPSO	P-63	150.000	31.783	1.170	2013	
Baleia Azul	FPSO	P-58	180.000	211.884	1.400	2013	
Aruanã (BM-C-36)	FPSO	Brasil	100.000	63.565	950	2013	FPSO existente fretado do SBM
Jubarte fase II	FPSO	P-57	180.000	70.628	1.260	2010	Aceleração de produção em 2011

Bacia do Espírito Santo

Fizemos muitas descobertas de petróleo leve e gás natural na Bacia do Espírito Santo, que tem aproximadamente 75.000 km² (18,5 milhões de acres) *offshore* e 14.000 km² (3,5 milhões de acres) *onshore*. Em 2010, produzimos petróleo com uma taxa média de 68,7 mbbbl/d em 47 campos e mantivemos as reservas provadas de petróleo representando 0,71% do total de nossas reservas provadas de petróleo no Brasil. Em 2010, produzimos gás natural com uma taxa média de 4,2 mbbbl/d (148,3 mmcf/d) e mantivemos as reservas provadas de gás natural representando 6% do total de nossas reservas provadas de gás natural no Brasil.

Em 2010, nós iniciamos as operações no projeto de Canapu através do FPSO Cidade de Vitória com capacidade para produzir 2 mmm³/d (70,6 mmcf/d).

Além de desenvolver novos projetos de produção, também estamos otimizando os recursos existentes na área do Espírito Santo, construindo o gasoduto Sul Norte Capixaba, com capacidade para transportar 7 mmm³/d (247,2 mmcf/d). O gasoduto, que vai da área do Parque das Baleias até a unidade de tratamento de gás de Cacimbas deve entrar em funcionamento em 2012.

Em 31 de dezembro de 2010, obtivemos os direitos de exploração de 19 blocos, três *onshore* e 16 *offshore*, compreendendo 8.086 km² (1,9 milhões de acres).

Bacia de Santos

A Bacia de Santos, que cobre aproximadamente 348.900 km² (86 milhões de acres) na costa da cidade de Santos, no estado de São Paulo, é uma das áreas de exploração *offshore* mais promissoras do Brasil. O nosso foco é desenvolver a exploração de gás natural nacional. Em 2010, nós produzimos petróleo com uma taxa média de 32,7 mbbbl/d em dois campos e uma área de exploração e mantivemos as reservas provadas de petróleo representando 7% do total de nossas reservas provadas de petróleo no Brasil. Nossa produção média de gás natural, em 2010, foi de 0,8 mmm³/d (28,3 mmcf/d) e nossas reservas provadas de gás natural na Bacia de Santos representaram 24% das reservas provadas totais de gás natural no Brasil.

Nos últimos anos, fizemos planos para aumentar nossa produção de gás e construir uma infraestrutura de apoio nas Bacias de Santos e do Espírito Santo. Esses planos estão atingindo os resultados e esperamos que eles aumentem a nossa capacidade média de produção de gás na Bacia de Santos de 0,8 mmm³/d (28,3 mmcf/d) em 2010 para 15,4 mmm³/d (543,9 mmcf/d) ao final de 2011. Em 2010, iniciamos as operações do pós-sal na plataforma FPSO Cidade de Santos, localizada no campo de Uruguá, a qual produz 30 mbbbl/d de petróleo leve e é estimada a produzir 1 mmm³/d (35,3 mmcf/d) de gás em 2011 e até 7,9 mmm³/d (279,0 mmcf/d) de gás em 2012. O Mexilhão, localizado nas águas rasas

do Bloco BS-400 na Baía de Santos, está programado a começar as operações em 2011, com produção inicial de aproximadamente 1,9 mmm³/d (67,0 mmcf/d), com provável aumento para 9,3 mmm³/d (328,4 mmcf/d) em 2012. Também foi iniciado em 2010 um TLD na plataforma SS-11 Atlantic Zephyr, localizada no bloco BM-S-40. Estamos utilizando os resultados do TLD para desenvolver um sistema de produção a longo prazo para esse bloco, incluindo um plano para instalar a FPSO Cidade de Itajaí, com uma capacidade estimada de 80 mbbbl/d de petróleo.

O Pré-Sal da Bacia de Santos também foi o foco central das atividades de exploração e produção em 2010. Nós continuamos a concentrar os nossos esforços para reunir informações sobre as reservas de Pré-Sal na região e testar tecnologias de perfuração para melhorar a eficiência e minimizar os custos no curto prazo. Durante a próxima fase, que esperamos iniciar em 2013, planejamos instalar vários FPSOs no Pré-Sal da Bacia de Santos. A fase seguinte, que começará em 2017, incluirá a aplicação de melhores tecnologias e engenharia projetada especificamente para os campos de Pré-Sal.

Em maio de 2009, nós iniciamos a produção na região do pré-sal da Bacia de Santos com o teste de longa duração de Tupi (agora chamado de campo do Lula) que produziu uma média de 15 mbbbl/d. Em 2010, declaramos a comercialidade dessa área, apresentando os planos de desenvolvimento para os campos do Lula e de Cernambi e instalando o primeiro sistema capaz de produzir em longo prazo no campo de Lula, no FPSO Cidade de Angra, com uma capacidade de produção de 100 mbbbl/d. Também iniciamos o segundo teste de longa duração na região do Pré-Sal da Bacia de Santos, em Guará.

Em 2010, nós perfuramos oito novos poços, aumentando para 20 o número de poços na região do Pré-Sal da Bacia de Santos. Esperamos iniciar a perfuração de até 24 novos poços nesta região, em 2011.

Todos os seis blocos e um bloco contingente transferidos para nós sob o Contrato de Cessão Onerosa estão localizados na região de Pré-Sal da Bacia de Santos. Estamos desenvolvendo esses blocos de forma integrada com as áreas que já estão sob concessão. Nos próximos quatro anos, vamos avançar no nosso programa de exploração e estamos focando no primeiro petróleo do prospecto Franco para 2015.

Em 31 de dezembro de 2010, nós obtivemos os direitos de exploração em 47 blocos na Bacia de Santos, compreendendo 29.302 km² (7,2 milhões de acres).

Principais projetos de desenvolvimento da Bacia de Santos

Campo	Tipo Unid.	Unidade de produção	Capacidade nominal de petróleo (bbl/d)	Capacidade nominal de gás natural (mcf/d)	Profundidade (metros)	Início (ano)	Observações
Mexilhão.....	Plataforma fixa	PMXL-1	0	529.710	170	2011	
TLD de Lula Nordeste	FPSO	BW Cidade de São Vicente	30.000	35.314	2.100	2011	FPSO existente fretada da BW <i>Offshore</i>
TLD de Guará.....	FPSO	Dynamic Producer	30.000	35.314	2.100	2011	FPSO existente fretado da PETROSERV
Tiro e Sidon (BM-S-40)	SS	Cidade de Itajaí	80.000	70.628	200	2012	Fretado do Teekay
Piloto de Guará.....	FPSO	Cidade de São Paulo	120.000	176.573	2.141	2013	Fretado do Schahin/Modec
Piloto de Lula Nordeste.....	FPSO	Cidade de Paraty	120.000	176.573	2.100	2013	Fretado da Queiroz Galvão/SBM
Guará – Módulo 2.....	FPSO	n/d	150.000	211.884	2.100	2014	
Cernambi – Módulo 1.....	FPSO	n/d	150.000	211.884	2.100	2014	

Outras bacias

Nós produzimos hidrocarbonetos e temos áreas de exploração em outras 19 bacias no Brasil. Dessas, a mais significativa é a Bacia rasa *offshore* de Camamu e as Bacias *onshore* de Potiguar, Recôncavo, Sergipe, Alagoas e Solimões. Enquanto a nossa produção *onshore* se dá, primeiramente, em campos maduros, nós planejamos sustentar e aumentar um pouco a produção desses campos no futuro, utilizando melhores métodos de recuperação.

Nós tínhamos um total de 286 acordos de produção em 31 de dezembro de 2010, e éramos responsáveis por 100% de 256 deles. Nós somos operadores em nove de nossos 30 acordos de parceria.

Recursos importantes na Exploração e Produção

Nós procuramos garantir que os recursos importantes do setor de serviço sejam suficientes para permitir o avanço dos nossos planos de E&P. Como a área *offshore* do Brasil é isolada geograficamente de outras áreas de perfuração *offshore* e como nós perfuramos em águas profundas de maneira incomum, temos que planejar nosso futuro com cuidado, visando nossas necessidades de perfuração futuras. Usando uma combinação de nossas sondas e unidades que nós contratamos por períodos de três anos ou mais, nós garantimos historicamente a disponibilidade de unidades de perfuração para suprir as nossas necessidades e pagamos taxas médias diárias menores do que se nós tivéssemos contratado as unidades em base local. Nós avaliamos continuamente as nossas necessidades de sondas, a renovação dos nossos contratos de perfuração e de contratação de sondas e estimulamos a construção de novas sondas assinando contratos de operação de longo prazo com empresas contratadas de perfuração.

Nos últimos três anos, nós diminuimos com sucesso a pressão relativa ao fornecimento limitado de sondas de perfuração em águas profundas. Enquanto em 2008 nós tínhamos apenas três sondas com capacidade para perfuração em águas com profundidade maior do que 2.000 metros (6.560 pés), em 31 de dezembro de 2010 nós tínhamos 13 e esperamos chegar a 30 até o ano de 2013. Firmamos contratos de três a dez anos para 22 sondas de perfuração adicionais, para exploração de águas profundas em nossos campos *offshore*. Essas sondas chegarão ao Brasil e começarão a operar em 2011 e 2012. Dessas 22 sondas, uma terá capacidade de operar em águas profundas com até 1.500 metros (4.920 pés), três serão capazes de operar em águas com profundidade de até 2.000 metros (6.560 pés), sete operarão em profundidades de até 2.400 metros (7.830 pés) e 10 poderão perfurar em profundidades de até 3.000 metros (9.840 pés). Todas essas sondas serão fretadas por nós e foram ou estão sendo construídas em estaleiros fora do Brasil.

Além dessas 22 novas sondas de perfuração que já foram contratadas, já anunciamos os planos para outras 28 sondas que serão construídas no Brasil, apoiando o desenvolvimento da indústria brasileira de construção de sondas, de forma a poder suprir nossas demandas em longo prazo. Para esse fim, fizemos um contrato para a construção de sete sondas de perfuração no Estaleiro Atlântico Sul, em Pernambuco. Essas sondas serão de propriedade da Sete Brasil S.A (Sete BR), uma companhia brasileira na qual temos 10% de participação. Esperamos suprir nossas demandas futuras de perfuração com a combinação de sondas construídas no Brasil, complementadas, quando necessário, pela frota internacional de sondas de perfuração em águas profundas.

Para o segmento de exploração em águas rasas, nós estamos construindo e vamos operar duas unidades de perfuração autoelevatórias, projetadas para operar em profundidades de até 107 metros (350 pés) com capacidade para suportar alta pressão e alta temperatura (HPHT). Nós esperamos iniciar a operação dessas unidades em 2012.

Unidades de perfuração em uso pela exploração e produção em 31 de dezembro

	2010		2009		2008	
	Contratadas	Próprias	Contratadas	Próprias	Contratadas	Próprias
<i>Onshore</i>	22	12	31	13	25	11
<i>Offshore</i> , por lâmina d'água (LDA)	44	8	36	8	31	8
Sondas autoelevatórias	1	4	2	4	2	4
Sondas flutuantes:	43	4	34	4	29	4
500 a 1.000 metros LDA	11	2	9	2	9	2
1.001 a 2.000 metros LDA	19	2	20	2	17	2
2.001 a 3.000 metros LDA	13	0	5	0	3	0

Em novembro de 2010, nós anunciamos a assinatura de dois contratos no valor total de US\$3,46 bilhões para a construção de oito cascos de FPSOs para serem usados na área do pré-sal da Bacia de Santos. Os FPSOs serão construídos no estado do Rio Grande do Sul. Estas unidades fazem parte da nova estratégia para a construção das unidades de produção que enfatiza a simplificação dos projetos e o uso de equipamentos padronizados. Ao produzir os cascos idênticos em série, nós esperamos acelerar a construção, conseguir economias de escala e minimizar gastos.

Nós também estamos aumentando o uso de equipamento industrial padrão em vez de desenvolver nossos próprios equipamentos. Pretendemos minimizar os gastos aumentando a supervisão dos fornecedores e dividindo as aquisições de engenharia e pacotes de construção em pequenas partes.

Refino, Transporte e Comercialização

Principais estatísticas de Refino, Transporte e Comercialização

	2010	2009	2008
		(milhões de US\$)	
Refino, Transporte e Comercialização:			
Receita operacional líquida	97.540	74.307	95.659
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda	2.278	9.980	(3.017)
Total de ativos em 31 de dezembro	69.487	49.969	27.166
Despesas de capital	15.356	10.466	7.234

Nós somos uma empresa integrada com participação dominante no mercado nacional. Possuímos e operamos 12 refinarias no Brasil, com capacidade total de destilação líquida de 2.007 mbb/d e somos um dos maiores refinadores do mundo. Em 31 de dezembro de 2010, nós operávamos 90% da capacidade total de refino do Brasil. Suprimos praticamente toda a demanda por produtos refinados de atacadistas, exportadores e companhias petroquímicas de terceiros, além das necessidades de nosso segmento de distribuição. Nós operamos uma grande e complexa infraestrutura de dutos e terminais, além de uma frota de navios para transportar petróleo e derivados para os mercados interno e de exportação. A maior parte de nossas refinarias está localizada próxima aos dutos de petróleo, depósitos de armazenagem, dutos de produtos refinados e importantes instalações de petroquímicos, para facilitar o acesso dos fornecedores de petróleo e aos usuários finais.

Nós também importamos e exportamos petróleo e derivados. Nós importamos determinados derivados, especialmente o diesel, pois a demanda brasileira excede os limites da capacidade de refino. Esperamos que a demanda por importação diminua no futuro com o aumento da capacidade de refino e modernização das refinarias a fim de facilitar o processamento do petróleo produzido internamente.

Nosso segmento de Refino, Transporte e Comercialização também inclui as operações petroquímicas que agregam valor aos hidrocarbonetos que produzimos e atendem as necessidades da economia brasileira em crescimento.

Nós participamos das operações de refino, transporte e comercialização fora do Brasil pelo nosso segmento de negócios internacionais. Consulte “-Internacional”.

Refino

A nossa capacidade de refino no Brasil em 31 de dezembro de 2010 foi de 2.007 mbb/d e nosso processamento médio, em 2010, foi de 1.798 mbb/d.

A tabela a seguir mostra a capacidade instalada das refinarias brasileiras em 31 de dezembro de 2010, o processamento médio diário de nossas refinarias no Brasil e os volumes de produção dos produtos principais derivados do petróleo em 2010, 2009 e 2008.

Capacidade e rendimento médio das refinarias

Nome (nome alternativo)	Local	Capacidade destilação de petróleo em 31/12/2010 (mbbl/d)	Rendimento médio		
			2010	2009	2008
LUBNOR.....	Fortaleza (CE)	7	8	7	6
RECAP (Capuava)	Capuava (SP)	53	36	44	45
REDUC (Duque de Caxias)	Rio de Janeiro (RJ)	242	256	238	256
REFAP (Alberto Pasqualini)	Canoas (RS)	189	145	169	142
REGAP (Gabriel Passos)	Betim (MG)	151	143	140	143
REMAN (Isaac Sabbá)	Manaus (AM)	46	42	41	39
REPAR (Presidente Getúlio Vargas)	Araucária (PR)	189	170	185	183
REPLAN (Paulínia)	Paulínia (SP)	396	316	341	324
REVAP (Henrique Lage)	São Jose dos Campos (SP)	252	238	241	205
RLAM (Landulpho Alves)	Mataripe (BA)	279	250	220	254
RPBC (Presidente Bernardes).....	Cubatão (SP)	170	160	165	168
RPCC (Potiguar Clara Camarão)	Guamaré (RN)	34	33		
Total		2.007	1.798	1.791	1.765

Nos últimos anos, nós fizemos investimentos substanciais em nosso sistema de refino pelos seguintes motivos:

- Melhorar a qualidade da gasolina e do diesel para cumprir os regulamentos ambientais rigorosos;
- Aumentar a flexibilidade do petróleo a fim de processar mais petróleo brasileiro, aproveitando os diferenciais de preço do petróleo leve/pesado; e
- Reduzir o impacto ambiental de nossas operações de refino.

Em 2010, nós investimos um total de US\$6.681 milhões em nossas refinarias, dos quais US\$5.342 milhões foram investidos em unidades de hidro tratamento para melhorar a qualidade do diesel e gasolina, US\$1.203 milhões em unidades de coque para converter petróleo pesado em produtos derivados leves e US\$136 milhões em projetos de desgargamento.

Em 2011, esperamos completar os seguintes projetos de investimentos em nossas refinarias:

- Melhoria da qualidade do diesel em RECAP e RLAM; e
- Melhoria da qualidade da gasolina em REFAP, RPBC, REDUC, REGAP, REVAP, RLAM e RECAP.

As seguintes melhorias nas refinarias estão sendo feitas, com finalização esperada entre 2012 e 2014:

- Melhoria na qualidade do diesel em REGAP, REPAR, REPLAN e RPBC;
- Melhoria da qualidade da gasolina em REPAR; e
- Unidades de coqueamento retardado na Refinaria Abreu e Lima, no Comperj, na Refinaria *Premium* (1ª fase) e na REPAR.

Os seguintes projetos de melhoria da refinaria estão com conclusão prevista após 2014:

- Melhoria da qualidade do diesel em REDUC; e
- Unidades de craqueamento térmico para melhorar a qualidade do diesel e da gasolina em REMAN.

Até o final de 2013, iremos reduzir o conteúdo máximo de enxofre do diesel produzido em nossas refinarias de 1800 ppm para até 500 ppm, e seis de nossas refinarias estarão produzindo diesel com teor de enxofre de 50 ppm. No início de 2014, iremos reduzir o conteúdo máximo de enxofre da gasolina produzida em nossas refinarias de 1.000 ppm para 50 ppm.

Projetos importantes de refinaria

O Brasil tem uma das economias mais dinâmicas no mundo, com taxas de crescimento de demanda por combustíveis automotivos acima da média. Estamos planejando expandir nossa capacidade para atender as necessidades do mercado em crescimento e agregar valor aos nossos volumes crescentes de produção de petróleo no Brasil. Estamos atualmente construindo duas instalações de refino:

- Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro—Comperj, um complexo integrado de refino e petroquímicos. Nós inauguramos em 2008 e iniciamos a construção em 2010. A operação de refino de 165 mbb/d deverá iniciar em 2013. A segunda fase, prevista para 2018, vai aumentar a capacidade para 330 mbb/d e agrega a produção de petroquímicos.
- Abreu e Lima, uma refinaria no nordeste brasileiro em uma parceria com a Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), a companhia petrolífera estatal da Venezuela. A refinaria é projetada para processar 230 mbb/d de petróleo e para produzir 162 mbb/d de diesel com baixo teor de enxofre (10 ppm), assim como GLP, nafta, combustível para embarcações e o coque de petróleo. Esperamos iniciar as operações em 2013.

Estamos na fase de planejamento de duas novas refinarias no nordeste do Brasil. Ambas serão projetadas para processar petróleo pesado de 20° API, aumentar a produção do diesel com baixo teor de enxofre e também produzir GLP, nafta, querosene com baixo teor de enxofre, combustível de embarcação e coque de petróleo. Ambas estarão integradas com os terminais marítimos de armazenamento.

- Premium I, no estado do Maranhão, será construída em duas fases de 300 mbb/d cada;
- Premium II, no estado do Ceará, terá capacidade de processamento de 300 mbb/d.

As tabelas a seguir resumem a produção de derivados e vendas por produto, no Brasil, nos últimos três anos.

Produção nacional de derivados do petróleo: Operações de refino e comercialização, mbbl/d			
	2010	2009	2008
Diesel	716	737	694
Gasolina	351	331	343
Óleo combustível	243	243	255
Nafta	133	143	136
GLP	132	135	142
Combustível para aviação	80	74	65
Outros	176	159	153
Total de produção interna de produtos derivados do petróleo.....	1.832	1.823	1.787
Capacidade instalada.....	2.007	1.942	1.942
Utilização (%)	90	92	91
Parcela de petróleo nacional do total de matéria-prima processada (%).....	82	79	78

(1) Não auditado.

(2) Conforme registrado pela ANP.

Volumes de vendas nacionais, mbbl/d			
	2010	2009	2008
Diesel.....	809	740	760
Gasolina	394	338	344
Óleo combustível.....	100	101	110
Nafta.....	167	164	151
GLP	218	210	213
Combustível para aviação.....	92	77	75
Outros	180	140	84
Total de produtos derivados do petróleo.....	1.960	1.770	1.737
Etanol e outros produtos.....	99	96	88
Gás natural.....	319	240	321
Total do mercado nacional.....	2.378	2.106	2.146
Exportação	698	707	676
Vendas internacionais e outras operações	593	541	552
Total do mercado internacional.....	1.291	1.248	1.228
Total de volume de vendas.....	3.669	3.354	3.374

Compromissos assumidos

Nós vendemos petróleo sob uma quantidade de obrigações contratuais, primeiramente por contratos de longo prazo e de mercado à vista. Os nossos contratos de mercado à vista especificam a entrega de quantidades fixas e determinadas, sujeitas a negociação de preço com terceiros em uma base entrega-por-entrega. Nós estamos comprometidos com um contrato de fornecimento de longo prazo para fornecer aproximadamente 300 mbbl/d em 2011, 200 mbbl/d em 2012 e 200 mbbl/d em 2013 de petróleo. Nós cumprimos com todas as determinações contratuais de fornecimento e acreditamos que as nossas reservas provadas nacional são suficientes para permitir o fornecimento dos volumes acordados. Esperamos que nossas obrigações contratuais de fornecimento aumentem nos próximos nove anos à medida que aumentamos nossa produção de petróleo. Para 2011, aproximadamente 55% da produção de petróleo nacional exportado estará comprometido para atender as exigências contratuais de fornecimento para terceiros.

Importação e Exportação

Nós usamos a importação e a exportação de petróleo e derivados para equilibrar a produção nacional e a capacidade de refino com as necessidades do mercado e otimizar as margens de refino. Uma boa parte do petróleo produzido no Brasil é leve ou intermediário, e nós importamos um pouco de

petróleo leve para equilibrar o petróleo de nossas refinarias, que foram originalmente projetadas para processar petróleo importado mais leve, e exportar o petróleo pesado que exceda as nossas necessidades.

Nós importamos diesel, pois não há capacidade de produção suficiente desse derivado em nossas refinarias brasileiras. Exportamos óleo combustível, dos quais 65 mbb/d foram exportados como combustível para embarcação. A exportação e importação de outros produtos, como a gasolina, dependem dos níveis de demanda e preços relativos no mercado brasileiro. A tabela abaixo mostra as nossas exportações e importações de petróleo e derivados em 2010, 2009 e 2008:

Exportação e importação de petróleo e derivados, mbb/d			
	2010	2009	2008
Exportação(1)			
Petróleo.....	497	478	439
Óleo combustível (incluindo combustível para embarcação).....	153	150	152
Gasolina.....	14	38	40
Outros.....	33	39	42
Total de exportação.....	<u>697</u>	<u>705</u>	<u>673</u>
Importação			
Petróleo.....	316	396	373
Diesel e outros destilados.....	177	78	127
GLP.....	58	45	40
Gasolina.....	9	0	0
Nafta.....	42	25	23
Outros.....	13	3	7
Total de importação.....	<u>615</u>	<u>547</u>	<u>570</u>

(1) Inclui vendas feitas pela PifCo a terceiros não afiliados, incluindo vendas de petróleo e seus derivados adquiridos internacionalmente.

Logística e Infraestrutura

Nós possuímos e operamos uma grande rede de dutos de petróleo e derivados no Brasil, que conectam os nossos terminais, refinarias e outros pontos primários de distribuição. Em 31 de dezembro de 2010, nossos dutos de petróleo e derivados, tanto *offshore* quanto *onshore*, tinham 15.199 km (9.397 milhas). Nós operamos 28 terminais de armazenamento marítimos e mais 20 parques de armazenamento com uma capacidade de armazenamento nominal agregada de 63 milhões de barris. Pelos nossos terminais marítimos passam em média 10.442 tanques anualmente. Nós estamos trabalhando em conjunto com outras empresas para desenvolver e expandir os dutos de etanol e a rede de logística do Brasil.

Até 1998, nós detínhamos o monopólio sobre os oleodutos e gasodutos no Brasil e fazíamos remessas de e para o Brasil. A desregulação do setor de petróleo brasileiro nesse ano aumentou a competição nas instalações de construção e operação dos dutos e deram o poder para a ANP autorizar outras entidades a transportar petróleo, gás natural e derivados. De acordo com essa legislação, transferimos nossa rede de transporte e armazenamento e encaminhamos para uma subsidiária integral, a Petrobras Transporte S.A.—Transpetro, para permitir o acesso de terceiros a nossa capacidade de excedente de uma forma não discriminatória. Nós tínhamos acesso preferencial à rede da Transpetro por causa dos nossos níveis históricos de utilização. Os terceiros, na prática, utilizam esse limite de forma bastante limitada.

Nós operamos uma frota de embarcações próprias e afretadas. Elas realizam serviços de transporte entre nossas bases produtoras *offshore* no Brasil e o território brasileiro, além de fazer o transporte para outras partes da América do Sul e outros países do mundo. Essa frota inclui embarcações de casco duplo, que operam internacionalmente quando necessário por lei, e embarcações de casco único, que operam apenas na América do Sul e África. Estamos aumentando nossa frota de embarcações próprias para substituir embarcações antigas, diminuindo a dependência de embarcações afretadas e a exposição às taxas de afretamento em dólares norte-americanos. Além disso, pretendemos acomodar os volumes de produção em crescimento. As modernizações incluem a substituição de navios petroleiros de casco único por navios petroleiros de casco duplo e também a

substituição das embarcações próximas de completar 25 anos de vida útil. Nossa estratégia de longo prazo continua focando na flexibilidade necessária para operação de embarcações próprias e afretadas.

Nós planejamos receber 49 novas embarcações até 2015, todas elas construídas em estaleiros brasileiros. Já temos contratos com cinco estaleiros para a fabricação de 41 navios petroleiros de grande porte, embarcações tanque e navios de transporte de GLP entre 2011 e 2015. Nós esperamos contratar mais oito navios-tanque de produtos derivados em 2011.

A tabela abaixo mostra a nossa frota operacional e as embarcações sob contrato em 31 de dezembro de 2010.

Embarcações próprias e afretadas em operação sob contratos em 31 de dezembro de 2010				
	Em operação		Sob contrato/ em construção	
	Quantidade	Capacidade (tonelada peso bruto)	Quantidade	Capacidade (tonelada peso bruto)
Frota própria:				
Navios Petroleiros	40	2.495.451	33	3.570.350
Navios-tanque para GLP	6	40.171	8	42.200
Navio de reboque e manuseio (AHTS)	1	2.163	0	0
Unidade flutuante de armazenamento e escoamento (FSO)	1	28.903	0	0
Embarcação inativa	4	148.620	0	0
Total.....	52	2.715.308	41	3.612.550
Embarcações afretadas:				
Petroleiros.....	214	21.841.155		
Navios-tanque para GLP	25	515.568		
Total	239	22.356.723		

Petroquímicos

Nossas operações petroquímicas oferecem um mercado em expansão para petróleo e outros hidrocarbonetos produzidos por nós, aumentar o nosso valor agregado e oferecer fontes nacionais para produtos que seriam importados de outra forma. A nossa estratégia consiste em aumentar a produção nacional de petroquímicos básicos e se dedicar a segunda geração e atividades de biopolímeros por meio de investimentos em empresas brasileiras e estrangeiras, capturando sinergia em todos os nossos negócios.

No passado, a indústria de petroquímicos brasileira estava fragmentada em um grande número de empresas de pequeno porte, muitas delas não eram competitivas internacionalmente e, em consequência, não eram bons clientes para as nossas matérias-primas petroquímicas. Em uma série de fusões e uma nova subscrição de capitais no ano de 2010, participamos da consolidação e reestruturação da indústria de petroquímicos brasileira ao criar a maior empresa de petroquímicos do país e um dos maiores produtores de resina termoplástica nas Américas, a Braskem S.A. (Braskem). A Braskem é uma empresa de capital aberto na qual temos uma participação de 36,1%. A acionista majoritária é a Odebrecht S.A. (Odebrecht), com 38,3%. A Braskem opera 31 complexos petroquímicos, produz petroquímicos e plásticos básicos e conduz a distribuição e a operação de processamento de resíduos.

A tabela abaixo mostra as capacidades de produção principais da Braskem em 31 de dezembro de 2010:

Braskem: Capacidade nominal pelo tipo de petroquímico		(mtt/a)
Braskem		
Etileno		3,77
Propileno.....		1,59
Polietileno.....		3,06
Polipropileno		2,88
PVC		0,51
Cumeno.....		0,32

Em 1º de abril de 2011, nós anunciamos a aquisição da Innova S.A. da Petrobras Energia International S.A., uma subsidiária integral da Petrobras Argentina S.A., por US\$332 milhões. A Innova S.A. está localizada no complexo petroquímico de Triunfo, no estado do Rio Grande do Sul. A aquisição vai permitir o avanço dos nossos planos referentes ao desenvolvimento do setor brasileiro de petroquímicos, além de facilitar a concentração da Petrobras Argentina S.A. nas atividades na Argentina.

Nós temos três projetos petroquímicos em construção ou em vários estágios de engenharia ou desenvolvimento:

- Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro—Comperj: temos planos para desenvolver um complexo petroquímico que será integrado à refinaria do Comperj para produzir materiais para a indústria de plásticos;
- Pólo Petroquímico de Suape, em Pernambuco: Para produzir ácido tereftálico purificado (PTA), resina de tereftalato de polietileno (PET) e filamentos têxteis de poliéster e polímero; e
- Companhia de Coque Calcinado de Petróleo—Coquepar: Usinas de coque calcinado de petróleo no Rio de Janeiro e no Paraná.

Distribuição

Principais estatísticas de Distribuição			
	2010	2009	2008
	(milhões de US\$)		
Distribuição:			
Receita operacional líquida.....	37.308	29.672	30.892
Lucro antes do imposto de renda.....	1.101	960	1.245
Total de ativos em 31 de dezembro.....	7.529	6.127	4.775
Despesas de capital	482	369	309

Nós somos os maiores distribuidores de produtos derivados do petróleo no Brasil, operando por uma rede própria de vendas, por canais próprios de vendas no atacado e fornecendo combustíveis para outros atacadistas e varejistas. O nosso segmento de distribuição vende derivados que estão sendo produzidos pelas nossas operações de Refino, Transporte e Comercialização e trabalha para expandir o mercado nacional para esses derivados e para outros combustíveis, incluindo GLP, etanol e biodiesel.

O foco principal do nosso segmento de distribuição é:

- Liderar o mercado na distribuição nacional de produtos derivados do petróleo e biocombustíveis, aumentar a nossa parcela no mercado e os lucros por meio de uma cadeia integrada de fornecimento; e
- Ser a marca preferida de nossos consumidores enquanto promove e defende a responsabilidade social e ambiental.

Nós fazemos o fornecimento e a operação da Petrobras Distribuidora S.A.—BR, que contribui com 38,8% do total de mercado de distribuição no atacado e varejo no Brasil. A BR distribui produtos derivados do petróleo, etanol, biodiesel e gás natural veicular para clientes industriais, comerciais e de atacado. Em 2010, a BR vendeu o equivalente a 797,5 mbbbl/d de produtos derivados do petróleo e outros combustíveis para clientes de atacado e varejo, dos quais a maior parte (44,4%) foi de diesel.

Em 31 de dezembro de 2010, nossa rede de postos de serviço da marca BR era a maior do comércio varejista, com 7.306 postos ou 19,2% dos postos no Brasil. Os postos próprios e franqueados alcançaram 30,9% das vendas no varejo brasileiro de diesel, gasolina, etanol, gás natural veicular e lubrificantes.

A maioria dos postos BR é de franqueados que usam a marca BR sob licença e compram exclusivamente da gente; nós também fornecemos suporte técnico os franqueados, além de treinamento e publicidade. Possuímos 767 postos BR e somos obrigados, por contrato, a subcontratar de terceiros a operação desses postos próprios. Acreditamos que nossa posição no mercado seja grande graças à imagem forte da marca BR e também à remodelagem dos postos de gasolina e a adição de centros de lubrificação e lojas de conveniência.

A nossa distribuição por atacado de derivados e biocombustíveis sob a marca BR para clientes comerciais e industriais contribui para 56,1% do total do mercado por atacado brasileiro. Entre nossos clientes estão empresas de aviação, transporte e indústrias, assim como entidades governamentais e de utilidade.

Nós também vendemos produtos fabricados pelas nossas operações de Refino, Transporte e Comercialização para nossos varejistas e atacadistas.

Nossa distribuidora de GLP, Liquigas Distribuidora, possui 22,3% do mercado e apareceu em segundo lugar no ranking de vendas de GLP no Brasil em 2010, de acordo com a ANP.

As vendas de produtos derivados do petróleo no Brasil cresceram 9,0% em 2010 em comparação com 2009. Esse aumento ocorreu devido ao crescimento econômico brasileiro e ao aumento correspondente da renda e do crédito ao consumidor.

Nós temos participamos no setor de varejo em outros países da América do Sul por meio de nosso segmento de negócios internacional. Consulte “-Internacional”.

Gás e Energia

Principais estatísticas de Gás e Energia

	2010	2009	2008
	(milhões de US\$)		
Gás e Energia			
Receita operacional líquida	8.507	5.966	9.345
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda	1.014	496	(443)
Total de ativos em 31 de dezembro.....	29.907	25.361	15.348
Despesas de capital	4.099	5.116	4.256

Por mais de duas décadas, trabalhamos ativamente para desenvolver as reservas de gás natural do Brasil, a produção, infraestrutura e mercados. Como resultado, o gás natural em 2009 forneceu 8,7% da demanda total de energia no Brasil, comparados com 3,7% em 1998. É planejado o fornecimento de 14,2% da demanda total de energia no Brasil em 2020, de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética, uma agência do MME.

Em 2010, nossas operações de exploração e produção chegaram a 63,3 mmm³/d (2.235,44 mmcf/d) de gás natural. Os planos de desenvolvimento para essas operações devem resultar em aumentos substanciais na produção de gás nas Bacias do Espírito Santo e de Santos, fora da costa brasileira, incluindo as reservas do Pré-Sal. Esperamos que a produção de gás nacional tenha um importante papel no *mix* de fornecimento, mas nós vamos continuar a importar gás da Bolívia e usar importações de GNL de maneira seletiva para complementar o fornecimento, principalmente para suprir as demandas do setor de energia.

O nosso segmento de Gás e Energia é o responsável pela monetização e distribuição do gás produzido pelo nosso segmento de Exploração e Produção, e gás comprado de outras fontes, incluindo GNL importado. O segmento compreende a transmissão e distribuição de gás, regasificação do GNL, a fabricação de fertilizantes com base em nitrogênio, geração de energia a gás e geração de energia a partir de fontes renováveis, incluindo a energia solar, eólica e hidrelétrica de pequena escala.

O foco principal de nosso segmento de gás e energia é:

- Agregar valor pela monetização das fontes de gás naturais associadas e não associadas da Petrobras;
- Garantir a flexibilidade e a confiabilidade na comercialização de gás natural;
- Expandir o uso de GNL para suprir a demanda por gás no Brasil e diversificar o nosso fornecimento de gás natural;
- Otimizar o portfólio de nossa usina termelétrica e complementar com a geração de energia renovável; e
- Criar meios adicionais flexíveis de monetização de fontes de gás natural investindo na capacidade de fabricação de fertilizantes nitrogenados.

Gás Natural

Seguindo um programa de desenvolvimento de infraestrutura plurianual, que inclui investimentos de aproximadamente US\$13,33 bilhões (R\$26,98 bilhões) nos últimos cinco anos, nós construímos um sistema integrado no centro de duas redes interligadas de dutos principais, o que nos permite fornecer gás de nossos principais campos de produção de gás natural *offshore* nas bacias de Campos e Espírito Santo, assim como dos dois terminais de GNL e uma conexão de gasoduto com a Bolívia.

Nossos gasodutos têm 9.239 km (5.741,2 milhas), incluindo:

- Malha Sudeste (2.273,7 km/1.412,8 milhas) que serve a região mais industrializada do Brasil, incluindo o Rio de Janeiro e São Paulo;
- Malha Nordeste (2.183,4 km/1.356,7 milhas);
- Gasene (Gasoduto Sudeste-Nordeste) (1.387 km/861,8 milhas);
- Uma parte de 2.593 km (1.611,2 milhas) do gasoduto Bolívia-Brasil no sudeste do Brasil; e
- Gasoduto Urucu-Coari-Manaus (802,5 km / 498,7 milhas) e ramais, interligando a Bacia de Solimões a Manaus e outras cidades do Norte.

Em 2010, nós investimos US\$3,41 bilhões em nossa rede de gasodutos, completando a interligação do Gasene, e estendemos a nossa rede total em 1.696 km (1.054 milhas) comparado com 2009. Os seguintes gasodutos entraram em operação em 2010:

Gasodutos iniciando operação em 2010			
Nome	Rota	Distância (km/milhas)	Capacidade
Gascac	Cacimbas-Catu (complementa Gasene)	954 km (593) milhas	Até 20 mmm ³ /d (706,3 mmcf/d)
Gasduc III	Cabiúnas-Reduc	181 km (112.5 milhas)	40 mmm ³ /d (1.412 mmcf/d)
Gasbel II	Volta Redonda - Queluzito	268,9 km (167 milhas)	Até 5 mmm ³ /d (176,6 mmcf/d)
Paulínia- Jacutinga	Paulínia-Jacutinga	93 km (58 milhas)	Até 5,0 mmm ³ /d (176,6 mmcf/d)
Pilar- Ipojuca	Pilar-Ipojuca	189.1 km (117.5 milhas)	Até 15 mmm ³ /d (529,7 mmcf/d)
GASCAV- UTG Sul Capixaba	Cabiúnas - UTG	10-km (6,2 milhas)	2 mmm ³ /d (70,63 mmcf/d)

De acordo com as nossas estimativas, nossas duas *holdings* principais, a CEG Rio e a Bahiagás, são as terceira e quarta maiores distribuidoras de gás do Brasil. Essas empresas, junto com os distribuidores independentes Comgás e CEG, fornecem para 64% do mercado brasileiro.

Principais holdings de distribuição de gás natural no Brasil					
Nome	Estado	Participação (%)	Vendas médias de gás em 2010 (mmm ³ /d)		Cientes
CEG RIO	Rio de Janeiro	37,41	6.075		24.506
BAHIAGÁS.....	Bahia	41,50	3.677		5.719
GASMIG.....	Minas Gerais	40,00	2.635		292
COPERGÁS.....	Pernambuco	41,50	2.342		3.415

A tabela abaixo mostra as fontes para o fornecimento de gás natural, nossas vendas e o consumo interno de gás natural, além do lucro em nossas operações de distribuição nacional de gás para cada um nos últimos três anos.

Fornecimento e vendas de gás natural no Brasil, mmm ³ /d			
	2010	2009	2008
Fontes de fornecimento de gás natural			
Produção nacional.....	28,6	23,0	30,3
Importação da Bolívia	27,1	22,4	30,4
GNL.....	7,6	0,7	0,0
Total do fornecimento de gás natural.....	63,3	46,1	60,7
Vendas de gás natural			
Vendas para empresas nacionais de distribuição de gás (1)	37,2	32,4	36,8
Vendas para usinas elétricas a gás.....	12,2	4,1	12,8
Total de vendas de gás natural	49,4	36,5	49,6
Consumo interno (refinarias, fertilizantes e usinas elétricas a gás) (2)	13,9	9,6	11,1
Receitas (US\$ bilhões)(3).....	4,7	3,5	5,1

- (1) Inclui vendas para empresas nacionais de distribuição de gás nas quais temos participação.
 (2) Inclui gás usado no sistema de transporte.
 (3) Exclui consumo interno.

O consumo de gás natural no Brasil pelos setores industriais, comerciais e de varejo aumentou em 15% em 2010 em comparação com 2009. Esse aumento se deu principalmente em razão do crescimento econômico brasileiro e a precificação mais competitiva do gás natural por meio dos leilões de curto prazo. O consumo de gás natural na indústria de geração de energia aumentou 198% de 2009 a 2010, devido à redução de precipitações e maior produção das indústrias. O consumo de gás natural pelas refinarias e usinas de fertilizantes aumentou em 20%.

Compromissos de gás natural de longo prazo

Quando nós começamos o investimento no gasoduto Bolívia-Brasil em 1996, nós assinamos contratos de longo prazo com três empresas:

- Acordo de Fornecimento de Gás (GSA, em inglês) com a empresa estatal boliviana Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), para a compra de certos volumes mínimos de gás natural com preços referentes ao preço internacional do óleo combustível até 2019. Após isso, o acordo poderá ser prorrogado até que o volume contratado seja entregue. Em 18 de dezembro de 2009, a Petrobras e a YPFB assinaram a quarta emenda do contrato, que dispõe sobre pagamentos adicionais para a YPFB por líquidos contidos no gás natural adquirido pela Petrobras de US\$100 milhões a US\$180 milhões por ano, retroativo a maio de 2007. Em fevereiro de 2010, a Petrobras efetuou o pagamento de todas as obrigações de 2007. Os outros pagamentos referentes aos anos subsequentes serão pagos depois que a YPFB cumprir certas condições precedentes estabelecidas no aditivo;

- Contrato de transporte com obrigação de pagamento com a Gás Transboliviano (GTB), proprietário e operador da parte boliviana do gasoduto para transportar certos volumes mínimos de gás natural até 2019; e
- Contrato de transporte com obrigação de pagamento com a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG), proprietário e operador da parte boliviana do gasoduto para transportar certos volumes mínimos de gás natural até 2019.

Essas obrigações de volume, conforme os contratos de transporte com obrigação de pagamento, foram planejadas, de maneira geral, para serem equivalentes às obrigações de aquisição de gás conforme o contrato. As tabelas abaixo mostram as nossas obrigações contratuais para o período de cinco anos entre 2011 e 2015.

Compromisso de aquisição e transporte de gás natural com o gasoduto Bolívia-Brasil					
	2011	2012	2013	2014	2015
Compromisso de aquisição para YPFB					
Obrigação de volume (mmm ³ /d)(1)	24,06	24,06	24,06	24,06	24,06
Obrigação de volume (mmcf/d)(1)	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00
Projeção do petróleo Brent (US\$)(2)	72,00	77,40	82,90	82,30	81,30
Pagamentos estimados (US\$ milhões)(3)	1.899,65	1.874,02	2.007,05	2.073,52	2.049,25
Contrato de transporte com obrigação de pagamento com a GTB					
Compromisso de volume (mmm ³ /d)	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
Compromisso de volume (mmcf/d)	1.059,00	1.059,00	1.059,00	1.059,00	1.059,00
Pagamentos estimados (US\$ milhões)(5)	137,10	137,78	138,46	139,14	139,82
Contrato de transporte com obrigação de pagamento com a TGB					
Compromisso de volume (mmm ³ /d)(4)	35,28	35,28	35,28	35,28	35,28
Compromisso de volume (mmcf/d)	1.246,09	1.246,09	1.246,09	1.246,09	1.246,09
Pagamentos estimados (US\$ milhões)(5)	498,15	501,32	510,42	526,34	526,87

(1) 25,3% do volume contratado fornecido pela Petrobras Bolívia.

(2) Previsão do preço Brent baseado no Plano Estratégico 2020.

(3) Os pagamentos estimados são calculados usando os preços esperados para cada ano baseado na previsão do preço Brent. Os preços de gás podem ser ajustados no futuro com base nas cláusulas do contrato e volumes de gás natural adquiridos pela Petrobras podem variar anualmente.

(4) Inclui os contratos de transporte com relação de pagamento referente ao aumento da capacidade do TBG.

(5) Valores calculados baseados nos preços atuais definidos nos contratos de transporte de gás natural.

Contratos de Venda de Gás

Nos últimos anos, introduzimos uma variedade de contratos de fornecimento projetados para criar flexibilidade a fim de combinar a demanda do cliente com a nossa capacidade de fornecimento de gás. Isso inclui contratos preferenciais de fornecimento de gás de maneira flexível e ininterrupta, assim como mecanismos de leilão para contratos de curto prazo. Em 2010, introduzimos leilões eletrônicos semanais, oferecendo volumes de gás natural em curto prazo que foram reservados para usinas elétricas a gás, mas não foram entregues.

A tabela abaixo mostra os nossos compromissos futuros de fornecimento de gás de 2011 a 2015, incluindo as vendas para as empresas de distribuição de gás locais e usinas elétricas a gás.

Obrigações futuras de acordo com os contratos de vendas de gás natural, mmm³/d					
	2011	2012	2013	2014	2015
Para empresas distribuidoras de gás locais:					
Partes relacionadas(1).....	17,40	18,90	19,71	20,13	20,23
Terceiros.....	18,05	18,04	17,75	17,65	17,80
Para usinas elétricas a gás					
Partes relacionadas(1).....	4,23	4,41	3,44	3,45	3,46
Terceiros.....	5,02	6,52	8,28	9,78	9,87
Total(2).....	44,70	47,87	49,17	51,01	51,36
Receitas (US\$ bilhões)(3)(4).....	5,7	6,1	6,2	6,3	6,4

- (1) Nessa tabela, "partes relacionadas" incluem todas as empresas distribuidoras de gás e usinas de geração de energia, nas quais temos participação. "Terceiros" são aquelas empresas nas quais não temos participação.
- (2) Volumes estimados com base em acordos de "pegar ou pagar" em nossos contratos, volumes esperados e contratos em negociação (incluindo renovações dos contratos existentes, não em vendas máximas).
- (3) Números mostram a receita líquida de impostos. As estimativas são baseadas em vendas para o exterior e não incluem o consumo interno ou transferências.
- (4) Os preços podem ser ajustados no futuro e os valores atuais podem sofrer variações.

Compromissos de Curto Prazo de Gás Natural

Em 2009, contribuimos para o desenvolvimento do mercado de gás natural de curto prazo, com foco no mercado industrial como alternativa ao mercado de geração de energia quando as usinas termelétricas não estão sendo despachadas. As vendas em conformidade com esses contratos de curto prazo foram realizadas através de um sistema de leilão eletrônico realizado pela Internet. Esses leilões comercializaram volumes de gás natural reservados, mas não utilizados de outra forma por distribuidoras locais de gás e nos permitiu oferecer preços mais competitivos aos usuários finais. Em média, 4,4 mmm³/d de gás natural foram vendidos em conformidade com os contratos de curto prazo em 2009, com volumes que chegaram a 7,8 mmm³/d em 2010. O último leilão resultou em um recorde de vendas de 9,4 mmm³/d para um período de entrega de quatro meses.

Em abril de 2010, implantamos um novo método para vender gás natural de curto prazo. Semanalmente, oferecemos para venda ao mercado não-termelétrico volumes de gás natural que estavam originalmente reservados para usinas termelétricas a gás, mas que ainda não foram despachadas. De acordo com esse método, as vendas semanais começam com pedidos de empresas de distribuição de gás para entregas a serem realizadas dentro do período subsequente de quatro meses. Dependendo da disponibilidade e do custo do gás natural durante aquele período, temos a opção de aceitar ou recusar os pedidos. Esse novo método nos permite vender uma média de 300.000 m³/d de gás natural, com um recorde de vendas de 1,6 mmm³/d em maio de 2010.

Fertilizantes

Estamos aumentando a produção de fertilizantes nitrogenados para satisfazer as necessidades cada vez maiores da agricultura brasileira, substituir as importações e expandir o mercado de gás natural. Desde 1º de janeiro de 2010, nós transferimos os nossos negócios de fertilizantes para o segmento de Refino, Transporte e Comercialização para o segmento de Gás e Energia, de modo a explorar melhor as sinergias de negócios.

As nossas usinas de fertilizantes na Bahia e em Sergipe produzem amônia e ureia para o mercado brasileiro. Em 2010, essas usinas venderam juntas 235.739 t de amônia e 772.059 t de ureia. Estamos atualmente construindo uma instalação com a capacidade de produzir 200.000 m³/ano de ARLA 32, uma solução aquosa de 32,5% à base de ureia. Nós também estamos conduzindo estudos de viabilidade para até quatro instalações adicionais de fertilizantes.

Energia

Para alcançar o nosso objetivo de desenvolver a demanda de gás natural no Brasil, investimos em usinas termelétricas e no sistema associado de contratos de fornecimento de gás. Essas usinas foram projetadas para complementar a energia das estações hidrelétricas, que são responsáveis por uma média de 90% das necessidades de energia elétrica do país em um determinado ano. A energia acionada a gás é necessária principalmente durante tempos de pico na demanda, grande aumento econômico e de seca.

Nós temos participação em 25 usinas termelétricas com uma capacidade instalada no final do ano de 2010 de 5.771 MW, equivalente a 64% da capacidade termelétrica total do Brasil. Desse total, 5.372 MW foi em usinas termelétricas controladas por nós e 99% (5.340 MW) foi a gás. De acordo com o regime de tarifas de energia no Brasil, nós podemos vender somente a capacidade de geração de energia certificada pelo MME. No final do ano de 2010, devido às restrições de ofertas de gás, o MME certificou 3.619 MWavg da capacidade comercial, ou 67% da capacidade instalada controlada por nós.

Em 2010, o sistema brasileiro de hidrelétricas gerou 48.270 MWavg de energia elétrica, ou 89% das necessidades nacionais. O Sistema Interligado Nacional – SIN foi solicitado a complementar essa energia com uma média de 5.943 MW, dos quais nós geramos uma média de 1.837 MW de energia elétrica em 2010, comparados a 525 MW em 2009.

Nós também exportamos energia para países vizinhos. Em 2010, exportamos 110,2 MWavg para a Argentina e Uruguai.

Obrigações com a capacidade de geração futura e as vendas de energia elétrica

Conforme um acordo de 2007 com a ANEEL, nós nos comprometemos a aumentar a nossa capacidade para fornecer energia para a rede, aumentando o fornecimento de gás natural, incluindo o GNL, convertendo algumas usinas existentes em operação de duplo combustível e arrendando usinas elétricas a petróleo. Até 2011 nós temos o compromisso de fornecer até 5.609 MW de capacidade instalada e esperamos ter uma média de 3.669 MW de capacidade certificada disponível para vendas, exclusivo de nossas necessidades de energia.

A tabela abaixo mostra a capacidade instalada e a capacidade comercial de usinas termelétricas controladas por nós de 2010 a 2013 nos termos do contrato com a ANEEL:

Capacidade instalada de energia e utilização				
	2010	2011	2012(2)	2013
Capacidade instalada bruta (MW)	5.372	5.609	5.205	5.205
Capacidade comercial certificada (1) (MWavg).....	3.619	3.669	3.353	3.462

(1) Valor médio ponderado da capacidade comercial certificada para o ano.

(2) A nossa capacidade instalada e comercial será reduzida em 2012 devido ao encerramento de nosso arrendamento da usina termelétrica de Araucária.

Em 2010, nós investimos US\$358,2 milhões (R\$630,8 milhões) em geração termelétrica.

Nós vendemos energia por meio de contratos de longo prazo para “disponibilidade em *standby*” e contratos bilaterais de longo prazo, fundamentalmente com as empresas de distribuição de energia. Do total de 3.579 MWavg de energia disponível para venda em 2012 (incluindo a capacidade certificada comercial de nossas usinas e 226 MWavg de energia adquirida de terceiros), aproximadamente 45% já foram vendidos como disponibilidade em *standby* em leilões em 2005 e 2006, e aproximadamente 55% foram comprometidos por contratos bilaterais. Nós também temos a opção de cumprir as nossas obrigações contratuais por meio de aquisição de energia de terceiros.

A tabela a seguir resume nossos compromissos de acordo com a disponibilidade em *standby* e os contratos bilaterais, energia adquirida de terceiros e energia que nós esperamos que esteja disponível para venda.

Energia disponível para venda e compromissos de energia					
	2009	2010	2011	2012	2013
	(MWavg)				
Total disponível para venda:					
Capacidade comercial (MW)(1)	2.811	3.619	3.669	3.353	3.462
Adquirido de terceiros.....	329	234	202	226	200
Compromissos:					
Leilões de disponibilidade em <i>standby</i>	821	1.391	1.596	1.596	1.596
Contratos bilaterais	2.103	2.442	2.214	1.983	1.587
Restante disponível para venda (1)(2)	216	20	61	0	479

(1) Projeções com base na capacidade existente e fornecimento de gás esperado.

(2) Representa a capacidade comercial restante disponível para venda, iniciando em 2011.

Nos leilões de 2005 e 2006, nós vendemos a disponibilidade em *standby* de 1.391 e 205 MWavg, respectivamente, em contratos de 15 anos começando em 2008 a 2011. Conforme os termos desses contratos, nós seremos compensados em uma quantidade fixa, sem importar se vamos gerar energia, e nós recebemos uma quantia adicional pela energia elétrica que nós realmente geramos pelo preço determinado na data do leilão e revisado anualmente com base no preço do combustível ajustado pela inflação. Isso representa a maior parte de nossa capacidade qualificada para ser vendida pelo sistema de leilão. Fomos compensados pela disponibilidade em *standby* nos leilões de 2005 e 2006 a 2008, com o aumento da capacidade até 2011, quando se estabilizará. Esses contratos geram perdas quando os nossos custos reais de geração de energia aumentam e os nossos preços não aumentam.

Nossos compromissos futuros nos termos dos contratos bilaterais são de 2.275 MWavg em 2011, 1.983 MWavg em 2012 e 2.066 MWavg em 2013. Os contratos irão terminar, gradualmente, com o último deles expirando em 2028. À medida que os contratos bilaterais se expiram, nós vendemos nossa capacidade residual certificada de geração de energia nos termos dos contratos bilaterais de médio e curto prazo em leilões realizados por nós e pelo MME.

Energia Renovável

Nós investimos, sozinhos e em parceria com outras empresas, em fontes de geração de energia renovável no Brasil, incluindo usinas eólicas e pequenas hidroelétricas. Nossas participações são equivalentes a 316,5 MWavg de capacidade hidroelétrica e 105,8 MW de capacidade eólica. Nós e nossos parceiros vendemos energia dessas usinas diretamente para o governo federal brasileiro por meio de leilões de “reserva de energia”.

Internacional

Principais estatísticas internacionais			
	2010	2009	2008
	(milhões de US\$)		
Internacional:			
Receita operacional líquida.....	13.463	10.197	10.940
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda	1.076	232	(605)
Total de ativos em 31 de dezembro.....	16.170	14.914	13.439
Despesas de capital	2.167	2.111	2.908

Nós temos operações em mais de 20 países fora do Brasil, abrangendo todas as fases do negócio da energia. O foco principal de nossas operações internacionais é:

- Uso de nossa expertise na exploração em águas profundas e produção para participar em regiões de fronteira *offshore* com grande potencial; e
- Integrar as operações internacionais de *downstream* alinhadas com as nossas atividades no país.

Atividades internacionais de exploração e produção

A maior parte de nossas atividades internacionais é em exploração e produção de petróleo e gás. Estamos ativos há muito tempo na América Latina. No Golfo do México e no Oeste da África, focamos em oportunidades para aumentar a expertise em águas profundas que desenvolvemos no Brasil. Nós temos atividades exploratórias em andamento em outras regiões.

Em 2010, a média de nossa produção líquida no exterior foi de 146 mbbbl/d de petróleo e GNLs e 16 mmm³/d (566 mmcf/d) de gás natural, representando 10% de nossa produção mundial em barris de óleo equivalente.

A tabela abaixo mostra os nossos principais projetos de exploração e produção desenvolvidas em todo o mundo. Mais informações sobre alguns desses projetos e nossas atividades de exploração e produção estão no texto a seguir.

Principais Ativos de Exploração e Produção Internacional em Desenvolvimento					
Países	Principais projetos em desenvolvimento	Fase	Operado por	Participação da Petrobras (%)	
América do Sul					
1	Argentina(1)	Sierra Chata	Produção	Petrobras	46
		Parva Negra	Exploração	Petrobras	100
		El Tordillo	Produção	Parceiro	36
		La Tapera – Puesto Quiroga	Produção	Parceiro	36
		25 de Mayo – Medanito	Produção	Petrobras	100
		Puesto Hernández	Produção	Petrobras	38
2	Bolívia	San Alberto	Produção	Petrobras	35(2)
		San Antonio	Produção	Petrobras	35(2)
		Ingre	Exploração	Parceiro	100(2)
		Itaú	Exploração	Petrobras	30(2)
3	Colômbia	Balay 1	Exploração	Petrobras	45
		Tayrona	Exploração	Petrobras	40
		Cebucan	Exploração	Petrobras	50
		Villarica Norte	Exploração	Petrobras	50
4	Peru	Lote 10	Produção	Petrobras	100
		Lote 57	Exploração	Parceiro	45,16
		Lote 58	Exploração	Petrobras	100
5	Uruguai	Bloco 3	Exploração	Parceiro	40
		Bloco 4	Exploração	Petrobras	40
6	Venezuela	Oritupano-Leona	Produção	Parceiro	40(3)
		Acema	Produção	Parceiro	40(3)
		La Concepción	Produção	Parceiro	40(3)
		Mata	Produção	Parceiro	40(3)
América do Norte					
7	México	Cuervito	Produção	Petrobras	45(4)
		Fronterizo	Produção	Petrobras	45(4)
8	EUA	Cascade	Desenvolvimento	Petrobras	100
		Chinook	Desenvolvimento	Petrobras	66,67
		Coulumb (MC-613)	Produção	Parceiro	33,33
		Cottonwood	Produção	Petrobras	100
		St. Malo	Desenvolvimento	Parceiro	25
		Tiber	Desenvolvimento	Parceiro	20
		Stones	Desenvolvimento	Parceiro	25
		Big Bend	Exploração	Petrobras	50
		Latigo	Exploração	Parceiro	50
Logan	Exploração	Parceiro	35		
África					
9	Angola	Bloco 2	Produção	Parceiro	28
		Bloco 6	Exploração	Petrobras	40
		Bloco 15	Exploração	Parceiro	5
		Bloco 18	Exploração	Petrobras	30
		Bloco 26	Exploração	Petrobras	80
		Bloco 34	Exploração	Parceiro	30
10	Namíbia	2714A	Exploração	Parceiro	50

Principais Ativos de Exploração e Produção Internacional em Desenvolvimento					
Países	Principais projetos em desenvolvimento			Operado por	Participação da Petrobras (%)
			Fase		
11	Nigéria	Akpo	Produção	Parceiro	20
		Agbami	Produção	Parceiro	13
		Egina	Desenvolvimento	Parceiro	20
		Egina South	Exploração	Parceiro	20
		Preowei	Exploração	Parceiro	20
		OPL 315	Exploração	Petrobras	45
12	Tanzânia	Bloco 5	Exploração	Petrobras	100
		Bloco 6	Exploração	Petrobras	100
		Bloco 8	Exploração	Petrobras	100
Europa					
13	Portugal	Camarão	Exploração	Petrobras	50
		Mexilhão	Exploração	Petrobras	50
Ásia					
14	Índia	Cauvery	Exploração	Parceiro	25
Oceania					
15	Austrália	North Carnarvon	Exploração	Parceiro	50
16	Nova Zelândia	Bloco 52707	Exploração	Petrobras	100

- (1) A maior parte dos projetos de exploração e produção na Argentina são realizados pela participação de 67,2% no PESA.
- (2) Contrato de partilha de produção sob o qual as despesas da Petrobras são reembolsadas somente se a exploração resultar em descobertas de petróleo economicamente viáveis.
- (3) *Joint venture* pela PESA.
- (4) Contrato de prestação de serviço sem cláusula de risco, sob o qual as despesas da Petrobras são reembolsadas havendo ou não descobertas de petróleo viáveis economicamente.

Durante o ano de 2010, as nossas despesas de capital para a exploração e produção internacional totalizaram US\$1,9 bilhões, representando 8,3% de nossas despesas de capital globais em produção e exploração.

América do Sul

Estamos presentes na Argentina, Bolívia, Colômbia, Equador, Peru, Venezuela e Uruguai. Em 2010, nossa produção média líquida na América do Sul (excluindo o Brasil) foi de 180,6 mboe/d ou 75% de nossa produção internacional. As reservas na região representam 75,3% de nossas reservas internacionais. As nossas principais operações de gás natural fora do Brasil estão localizadas na Argentina e Bolívia, onde nós produzimos uma média de 15,2 mmm³/d (536,8 mmcf/d) de gás natural em 2010 ou 95% de nossa produção internacional. A Argentina e a Bolívia somam, juntas, 35% de nossa produção mundial de gás natural em 2010.

Nossa maior região produtora fora do Brasil está localizada na **Argentina**, onde operamos principalmente através da participação de 67,2% na Petrobras Energia S.A. (PESA). A nossa produção de petróleo está concentrada sobretudo nos campos de Medanito, El Tordillo e Puesto Hernández, já nossa produção de gás está concentrada principalmente nos campos de Santa Cruz e Sierra Chata, na província de Neuquén. Também temos participação direta e indireta de 52,6% na Petrolera Entre Lomas S.A. (PELSA), cuja principal produção de petróleo está em Entre Lomas.

Na **Bolívia**, nossa produção vem principalmente dos campos de San Alberto e San Antonio. De acordo com o decreto de 1º de maio de 2006 do governo boliviano sobre a nacionalização dos hidrocarbonetos, nós assinamos novos contratos de partilha de produção, sob os quais continuamos a operar os campos, mas somos obrigados a realizar todas as vendas de hidrocarbonetos pela YPFB, com o direito de recuperar os custos e participação nos lucros. Em 25 de janeiro de 2009, a Bolívia adotou uma nova constituição, que proíbe a propriedade privada de recursos nacionais de petróleo e gás.

Como resultado, não pudemos incluir nenhuma das nossas reservas provadas da Bolívia em nossas reservas provadas ao final de 2010. Nós continuamos a reportar a produção de nossas operações na Bolívia sob os termos dos contratos existentes no país. Em janeiro de 2011, o governo boliviano aprovou o contrato entre a Petrobras Bolívia S.A. e a Total E&P Bolívia S.A., de acordo com o qual adquirimos 30% do campo de gás de Itaú e assumimos o controle das operações de campo.

Na **Colômbia**, em janeiro de 2010, negociamos um contrato de *farm-out* no Bloco Balay, onde temos 45% de participação, para 15% de nossa participação na Petroamerica Oil Corporation e 10% na Sorgenia E&P Colombia B.V.. Em março de 2010, anunciamos descobertas no Bloco Balay, onde os testes em andamento confirmaram a presença de petróleo à aproximadamente 28° API. Nosso portfólio também inclui outros contratos de exploração e produção *onshore*.

Estamos presentes na **Venezuela** por meio de quatro *joint ventures* com subsidiárias da Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), com direitos de exploração e produção e na qual possuímos participação minoritária. O governo venezuelano, por meio da PDVSA, é o principal operador e acionista majoritário.

No **Peru**, anunciamos descobertas de gás natural no Lote 58, localizado no Departamento de Cuzco, que está sob avaliação comercial. Somos a única operadora do Lote 58. Nossos principais ativos no país são os direitos de exploração e produção no Bloco 10 no Norte do Peru. Em 2010, os volumes produzidos pelo Projeto de Gás Kinteroni, no Lote 57, contabilizaram um aumento de 65,1 mboe das reservas da companhia no país.

Em 2010, optamos por encerrar as operações no **Equador** em razão de mudanças nas leis e regulamentos do país.

América do Norte

Nos **Estados Unidos**, nosso foco é nos campos de águas profundas no Golfo do México. Em 31 de dezembro de 2010, tínhamos participação em 189 blocos *offshore*, dos quais 125 eram operados por nós. Em janeiro de 2010, adquirimos os 50% restantes de participação no campo de Cascade. Em 2011, esperamos iniciar a produção nos campos de Cascade e Chinook, onde iremos implementar novas tecnologias e nos tornar os primeiros no Golfo do México a usar um FPSO.

Nossas atividades de exploração nos Estados Unidos foram reduzidas em 2010 em razão de uma moratória imposta pelo governo dos Estados Unidos após o vazamento de óleo no Golfo do México.

Nós possuímos contratos de prestação de serviço sem cláusula de risco para os blocos de Cuervito e Fronterizo na Bacia de Burgos no México, desde 2003. Conforme os termos desses contratos, recebemos taxas pelos nossos serviços, mas todos os poços produtores e produção são transferidos para a empresa nacional mexicana de petróleo Petróleos Mexicanos (Pemex). Nós também temos acordos para dividir *know-how* em águas profundas com a Pemex.

Europa

Conforme um acordo de estudo conjunto com a Petrogal (Galp) e Partex, nós estamos adquirindo e analisado os dados sísmico relacionados à bacia *offshore* de Penishe, **Portugal**.

África

Em **Angola**, nós anunciamos descobertas em águas profundas no Bloco 15, no qual temos 5% de participação. Em 2010, nós produzimos 1,9 mboe/d líquido no Bloco 2, onde não somos operadores.

Na **Nigéria**, temos uma produção líquida de 54,6 mboe/d nos campos de Agbami e Akpo, e aumentamos a produção nesses dois campos em 2010. O campo Egina está em fase de desenvolvimento, enquanto os campos de Preowei e Egina South estão sendo avaliados.

Na **Namíbia**, nós ainda estamos avaliando o potencial do Bloco 2714A antes de decidir perfurar um poço de exploração. Esse bloco está localizado ao sul do Namíbia e cobre uma área de aproximadamente 5.500 km² (1,4 milhões de acres) em profundidades de 150 a 1.500 metros (492 a 4.921 pés).

Na **Tanzânia**, continuamos nossos estudos exploratórios dos blocos *offshore* 5 e 6 de águas profundas, em parceria com a TPDC. Cada bloco abrange aproximadamente 11.000 km² (2,7 milhões de acres). Em 2010, nós realizamos duas pesquisas sísmicas em 3D, que cobriram um total de 2.700 km² (0,7 milhões de acres) da área.

Ásia e Oceania

Em abril de 2010, adquirimos uma participação de 50% no bloco exploratório na Bacia de North Carnarvon, na **Austrália** e nos comprometemos a perfurar o primeiro poço de exploração. Não fizemos nenhuma descoberta de gás natural em nosso poço Artemis-1.

Na **Nova Zelândia**, obtivemos a permissão, através de oferta pública, para operar o bloco *offshore* 52707 na bacia de Raukumara. Temos 100% de participação e temos planos de realizar estudos sísmicos e perfurar um poço de exploração.

Outras atividades internacionais

As outras atividades internacionais, incluindo refino, petroquímica, distribuição e atividades de gás e energia estão descritas abaixo.

América do Sul

Nós temos operações integradas na América do Sul, especialmente na **Argentina**, onde participamos da cadeia de valor de energia. Por meio de nossa participação na PESA, possuímos duas refinarias com capacidade líquida de 81 mbb/d, uma participação na refinaria Refinor/Campo Duran e três usinas petroquímicas (duas na Argentina e uma no Brasil). Possuímos diretamente 604 postos de gasolina operando com a marca Petrobras. Nós também temos somos proprietários da usina hidroelétrica de Pichi Picún Leufú e da usina termelétrica a gás Genelba, além de termos participação na empresa de transporte de gás natural TGS (Transportadora Gas del Sur) e na empresa de energia Edesur e na Mega Company, uma instalação de separação de gás natural.

Em 2010, a PESA concordou em vender seu negócio de fertilizantes por US\$ 88 milhões. No mesmo ano, a PESA também concordou em vender sua refinaria em San Lorenzo e cerca de 360 pontos de venda por aproximadamente US\$ 110 milhões. Essa transferência foi concluída em 2 de maio de 2011, embora permaneça sujeita a aprovação pela autoridade concorrente argentina.

Na **Bolívia**, operamos os campos de gás que fornecem gás para o Brasil. Nós temos uma participação de 11% na GTB, proprietária da parte boliviana do gasoduto Bolívia-Brasil (BTB), que transporta o gás natural que nós produzimos na Bolívia para o mercado brasileiro. Nós também temos 44,5% de participação na Transierra S.A., proprietária do gasoduto Yacuiba-Rio (Gasyrg), ligando os campos de San Alberto e San Antonio ao gasoduto BTB.

No **Chile**, nossos ativos compreendem 229 postos de gasolina, 11 terminais de aeroporto e uma usina de lubrificante.

Na **Colômbia**, nossos ativos compreendem 86 postos de gasolina e uma usina de lubrificante.

No **Paraguai**, os nossos ativos compreendem 165 postos de serviço, uma instalação de abastecimento de aviões e uma de reabastecimento de GLP.

No **Uruguai**, nós temos operações de distribuição de combustível, com 87 postos de serviços. Nós também vendemos produtos marítimos, produtos de asfalto e aviação e distribuição.

O portfólio de nosso segmento de Gás e Energia inclui duas empresas de distribuição de gás no Uruguai, Distribuidora de Gas Montevideo S.A (vendas a varejo em Montevideo) e Conecta S.A (venda comercial nacional). Consulte “—Gás e Energia”

América do Norte

Nos **Estados Unidos**, nós temos 100% do sistema de refino de Pasadena (PRSI) e 100% de empresa exportadora relacionada (PRSI Trading Company). Em 20 de dezembro de 2010, o 129º tribunal distrital do condado de Harris, Texas, confirmou uma sentença arbitral proferida em 10 de abril de 2009. Essa sentença constatou que a Petrobras America, Inc. (PAI), nossa subsidiária indireta nos Estados Unidos, e suas afiliadas adquiriram as ações restantes que levaram a PAI a deter 100% de participação de nossa parceira anterior, Astra Oil Trading NV (Astra) e suas afiliadas, tanto na PRSI quanto PRSI Trading Company e afixou o preço de exercício da opção para a PRSI e PRSI Trading Company em US\$296 milhões e US\$170 milhões, respectivamente. A PAI não apresentou objeção à confirmação do preço da Astra e suas afiliadas ou à aquisição de 100% de ambas pela PAI. Entretanto, a PAI entrou com um recurso contra a essa lei de 20 de dezembro para discutir outros pontos relacionados à implementação de tal sentença. A decisão relativa à execução da sentença encontra-se suspensa, aguardando decisão sobre o recurso. Há outros processos judiciais em andamento relacionados às indenizações entre as partes envolvidas.

Ásia

No **Japão**, nós possuímos a refinaria de Nansei Sekiyu Kabushiki Kaisha (NSS) em Okinawa e produzimos e negociamos combustível E3, uma mistura de etanol e gasolina.

Corporativo

Principais estatísticas corporativas			
	2010	2009	2008
	(milhões de US\$)		
Corporativo:			
Receita operacional líquida.....			
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda	(3.416)	(3.520)	(1.986)
Total de ativos em 31 de dezembro.....	53.707	31.198	17.583
Despesas de capital	752	584	874

Biocombustíveis

Desde 2009, as nossas operações de biocombustível fazem parte do nosso segmento corporativo. Antes eles faziam parte do segmento de Gás e Energia. O Brasil é líder global no uso de etanol como combustível em veículos leves. Hoje, 90,83% dos novos veículos leves vendidos no Brasil são flex e os postos de gasolina oferecem a opção de 100% e uma mistura de etanol/gasolina. Todo o óleo diesel vendido no Brasil desde janeiro de 2010 tem pelo menos 5% de biodiesel.

Nós fornecemos 10,8% do biodiesel brasileiro e agimos como catalisador por garantir e misturar o material e fornece-lo aos distribuidores menores e aos nossos postos de gasolina próprios. Nossas usinas de biodiesel, localizadas em Candeias e Quixada no nordeste do Brasil e em Montes Claros no sudeste, compram óleos vegetais de pequenas fazendas e produtores industriais. Após várias melhorias operacionais, a capacidade dessas três usinas totalizam 7,5 mbbbl/d. Durante o ano de 2010, nós iniciamos a produção e biodiesel em nossa usina de Marialva, onde temos 50% de participação, o que aumentou a nossa capacidade total para 8,5 mbbbl/d. Para tentar diminuir a nossa dependência de óleos vegetais de terceiros, nós investimos em uma empresa de extração de óleo vegetal próxima à usina de Candeias como parte de nossa estratégia para integrar as nossas operações verticalmente.

Nós participamos do crescimento da indústria de etanol pela produção, transporte, distribuição, venda por atacado e exportação, estimulando melhorias na qualidade de produção. Em 2010, em um esforço para aumentar a nossa participação na indústria do etanol, investimos US\$387 milhões (R\$682,5 milhões) para adquirir 26,5% de participação na Guarani S.A., a terceira maior processadora de cana de açúcar do Brasil, com planos para investir mais US\$527 milhões (R\$928,5 milhões) nos próximos cinco anos para adquirir mais 19,2% da participação, perfazendo um total de participação de 45,7% na Guarani S.A. Nós também iniciamos uma parceria estratégica com o Grupo São Martinho, com investimentos de US\$244 milhões (R\$422 milhões), para operar e expandir a produção da Usina Boa Vista e SMBJ Agroindustrial S.A. por meio de 49% de participação na Nova Fronteira Bioenergia S.A. Como resultado das parcerias e dos investimentos, a nossa capacidade total de moagem anual é equivalente a 24,5 mmt e a nossa capacidade de produção total de etanol é de 27.0 mbbbl/d.

Em 2010, nós exportamos 306.000 m³ de etanol, 16,11% do total de exportação de etanol, incluindo o etanol industrial para a Ásia e o etanol combustível para os Estados Unidos e Europa.

Informações sobre a PifCo

A PifCo foi constituída por para facilitar e financiar a importação de petróleo e derivados por nós, para o Brasil, e é nossa subsidiária integral desde 2000. Atualmente, a PifCo atua como intermediária entre nós e fornecedores de petróleo, comprando petróleo e derivados de fornecedores internacionais e revendendo estes produtos para nós, em dólares americanos, em condições que permitam o pagamento em até aproximadamente 30 dias, sem ágio. Antes de abril de 2010, pagávamos à PifCo pela remessa de petróleo e derivados em uma base de pagamento diferido, a um preço que incluía ágio para compensar a PifCo por seus custos de financiamento. A PifCo também compra petróleo e derivados de nós e os revende fora do Brasil. Além disso, a PifCo compra e vende petróleo e derivados de e para terceiros e partes relacionadas, especialmente fora do Brasil. A PifCo geralmente pode obter crédito para financiar as compras nos mesmos termos concedidos a nós e adquire petróleo e derivados aos mesmos preços que os fornecedores cobriam para vendas diretamente a nós. A PifCo reduzirá gradativamente tanto suas vendas de petróleo e derivados para nós quanto suas vendas de petróleo e derivados a terceiros e, irá, finalmente, interromper definitivamente estas operações comerciais. A partir desse momento, a PifCo se tornará uma subsidiária de finanças operando como um veículo para nós, de modo a levantar capital para nossas operações fora do Brasil através da emissão de títulos de dívida nos mercados de capital internacional, entre outros meios.

Fornecemos garantias incondicionais e irrevogáveis de pagamento a todas as emissões de títulos de dívidas da PifCo registrados na SEC desde fevereiro de 2009. Em 31 de março de 2010, emitimos seis garantias adicionais de pagamento, incondicionais e irrevogáveis, para substituir os contratos de compra em aberto que anteriormente davam suporte aos títulos de dívidas da PifCo registrados na SEC anteriores a fevereiro de 2009. Como resultado, atualmente fornecemos garantias

incondicionais e irrevogáveis de pagamento a todas títulos de dívidas pendentes da PifCo registrados na SEC.

Estrutura Corporativa da PifCo

A PifCo foi estabelecida em 24 de setembro de 1997 como Brasoil Finance Company, uma subsidiária integral da Braspetro Oil Services Company, ou Brasoil, por sua vez subsidiária integral da Petrobras Internacional S.A. (Braspetro), empresa que foi desde então incorporada por nós. As ações votantes da PifCo foram transferidas da Brasoil para nós em 2000, tornando-a, então, nossa subsidiária integral. A Petrobras International Finance Company é uma empresa com isenção fiscal constituída com responsabilidade limitada em conformidade com as leis das Ilhas Cayman. A sede da PifCo está localizada em Harbour Place, 103 South Church Street, 4th floor, PO Box 1034GT, George Town, Grand Cayman, Ilhas Cayman, e o número do telefone da PifCo é 55 (21) 3487-2375.

As quatro subsidiárias da PifCo são:

- **Petrobras Europe Limited (PEL):** Em maio de 2001, a PifCo fundou a PEL, uma subsidiária integral constituída e sediada no Reino Unido, para consolidar as nossas atividades comerciais na Europa, no Oriente Médio, no Extremo Oriente e na África. Estas atividades consistem de consultoria e negociação dos termos e condições para o petróleo e derivados fornecidos para a PifCo, PIB BV e para nós, bem como a comercialização de petróleo e derivados brasileiros exportados para as áreas geográficas nas quais a PEL opera. A PEL tem um papel consultivo em relação a essas atividades e não assume nenhum risco comercial ou financeiro direto ou adicional. A PEL presta esses serviços de consultoria e de comercialização na qualidade de contratada independente, em conformidade com o contrato de prestação de serviços celebrado entre nós e a PEL. Em troca, nós compensamos a PEL por todos os custos incorridos em relação a essas atividades, além de uma margem.
- **Petrobras Finance Limited (PFL):** Em dezembro de 2001, a PifCo fundou a PFL, uma subsidiária integral constituída e registrada nas Ilhas Cayman. A PFL compra principalmente óleo combustível de nós e vende os produtos no mercado internacional para gerar divisas a receber das exportações para cobrir suas obrigações de transferir estes recebíveis a um *trust*, dentro de um programa de pré-pagamento de exportações. Até 1º de junho de 2006, a PFL também comprava de nós combustível para o abastecimento de navios. O programa de pré-pagamento de exportações ajuda a fornecer à PFL os recursos necessários para a compra de derivados de petróleo de nós, conforme descrito abaixo.
- **Bear Insurance Company Limited (BEAR):** Em janeiro de 2003, a BEAR foi transferida da Brasoil para a PifCo. Essa transação ocorreu como parte da reestruturação de nosso segmento empresarial Internacional. A BEAR atua como seguradora cativa para a Petrobras, fornecendo consultoria e negociando os termos e condições em relação a determinadas apólices de seguro e resseguro de nossas subsidiárias.
- **Petrobras Singapore Private Limited (PSPL):** Em abril de 2006, a PifCo fundou a PSPL, uma empresa constituída em Cingapura para comercializar petróleo e seus derivados em relação às nossas atividades comerciais na Ásia. Esta companhia iniciou suas operações em 1º de julho de 2006.

Principais Atividades Comerciais da PifCo

A PifCo compra petróleo e derivados de terceiros e nos revende. A PifCo adquire substancialmente quase todo o seu petróleo e seus derivados através de compras no mercado à vista ou através de contratos de fornecimento de curto prazo. A PifCo também compra uma pequena parte de seu petróleo e seus derivados através de contratos de suprimento de longo prazo. As obrigações de compra de petróleo e derivados petróleo da PifCO são, na maioria dos casos, garantidas por nós. Antes de abril de 2010, a PifCo revendia os produtos comprados a nós ao preço de compra que pagou, além de um ágio, determinado de acordo com uma fórmula elaborada para nos repassar os custos médios de

capital da PifCo. Atualmente, a PifCo vende petróleo e derivados para nós em condições que permitam o pagamento em até aproximadamente 30 dias, sem ágio. A PifCo também compra petróleo e derivados de nós e os revende fora do Brasil. Além disso, a PifCo compra e vende petróleo e derivados de e para terceiros e partes relacionadas, especialmente fora do Brasil. A PifCo reduzirá gradativamente tanto suas vendas de petróleo e derivados para nós quanto suas vendas de petróleo e derivados a terceiros e, irá, finalmente, interromper definitivamente estas operações comerciais. A partir daquele momento, a PifCo se tornará uma subsidiária de finanças operando como um veículo para nós, de modo a levantar capital para nossas operações fora do Brasil através da emissão de títulos de dívida nos mercados de capital internacional, entre outros meios.

Além disso, a PifCo financia suas atividades de comercialização de petróleo principalmente através de bancos comerciais, incluindo linhas de crédito, assim como através de empréstimos entre empresas de nós e emissão de títulos nos mercados de capitais internacionais.

Programa de Pré-pagamento de Exportações

Em 2001, criamos um programa de pré-pagamento de exportações para financiar nossas exportações de óleo combustível através da securitização das divisas a receber pelas exportações de óleo combustível. Um trust das Ilhas Cayman, a PF Export Receivables Master Trust (o *Trust*), levanta recursos através da emissão de certificados a investidores e fornece esses recursos para a PFL para a compra de óleo combustível de nós. A PFL adquire óleo de nós através de um Contrato Principal de Exportação e um Contrato de Pré-Pagamento, os quais estabelecem compromissos de compras mínimos trimestrais. A PFL cede todos os valores a receber da venda de tais exportações ao *Trust* e estes valores a receber servem como garantia das obrigações de pagamento devidas com relação aos certificados. Os certificados representam direitos de participação não divididos sênior na propriedade do *Trust*.

Os valores a receber a serem designados para venda em qualquer trimestre representam uma parte, mas não o total, dos valores a receber previstos da venda de óleo combustível pela PFL em tal período. O saldo dos valores a receber pertence à PFL.

Desde a criação do programa, o *Trust* emitiu *Senior Trust Certificates* (Certificados de *Trust* Seniores) no valor total de US\$ 1.500 milhões. Já efetuamos o pré-pagamento ou amortizamos uma parte desses Certificados de *Trust* Seniores. Atualmente, existem US\$ 264 milhões em aberto em Certificados Seniores.

Em apoio ao programa de pré-pagamento de exportações, vendemos o óleo combustível para empresas de utilidades públicas, refinarias e *traders*. A tabela a seguir apresenta nossas vendas de exportação de óleo combustível de 2006 a 2010:

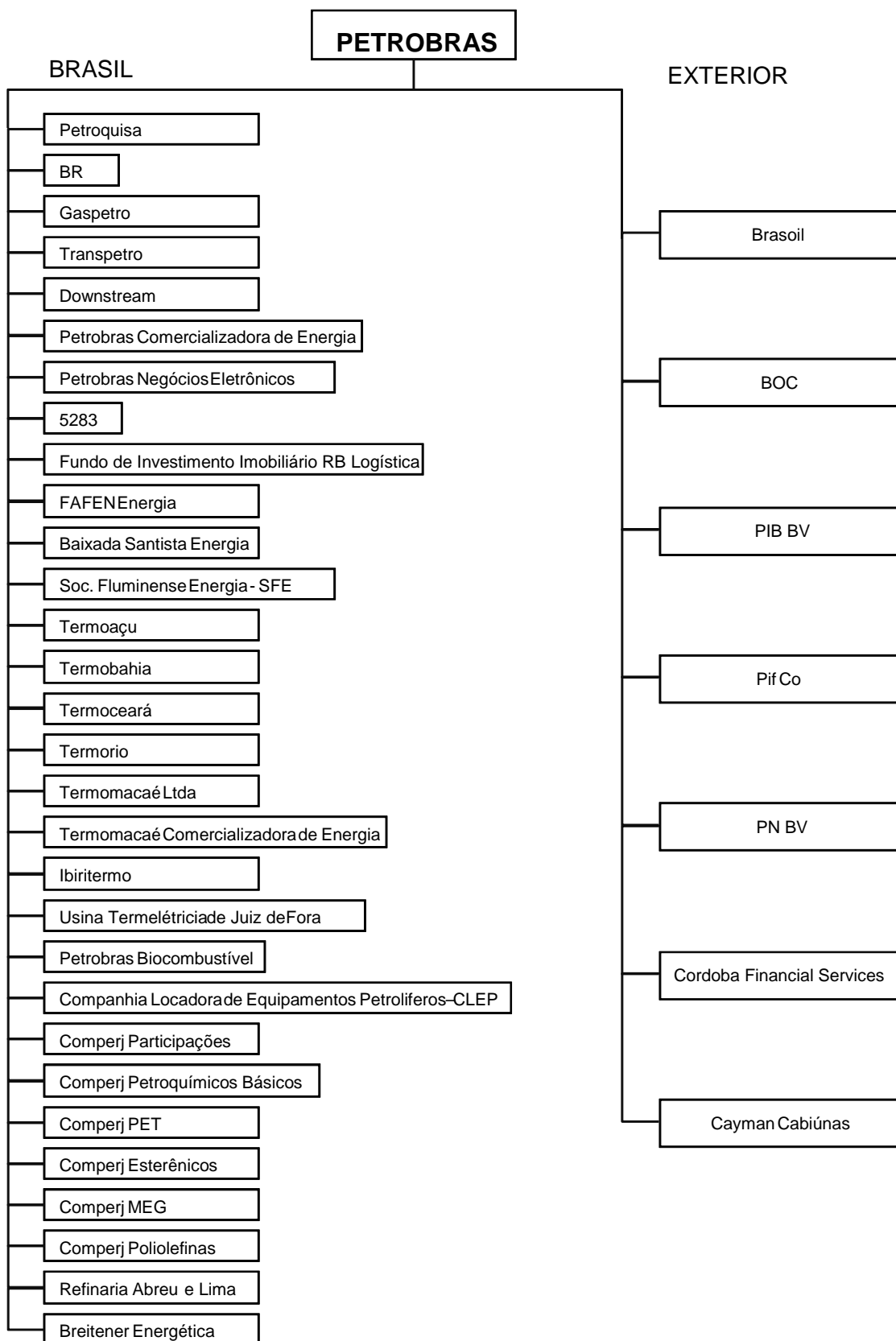
Vendas de Exportação de Óleo Combustível

	2010	2009	2008	2007	2006
Milhões de Dólares	2.250,1	1.708,6	2.848,5	2.205,9	1.500,1
Milhões de barris.....	31,1	29,5	51,8	39,6	67,3

Estrutura Organizacional

De nossas 37 subsidiárias diretas listadas abaixo, 30 foram constituídas de acordo com as leis do Brasil, e sete (PifCo, Petrobras International Braspetro B.V. (PIB BV), Braspetro Oil Company (BOC), Braspetro Oil Services Company (Brasoil), Petrobras Netherlands B.V. (PNBV), Cordoba Financial Services GmbH e Cayman Cabiúnas) foram constituídas no exterior. Consulte o Quadro 8.1 para obter uma lista completa de nossas subsidiárias, inclusive seus nomes completos, locais de constituição e percentual de nossa participação acionária.

O diagrama a seguir apresenta nossas subsidiárias consolidadas mais importantes em 31 de dezembro de 2010:



Ativo Imobilizado

Petrobras

Nossos principais ativos tangíveis são os poços, as plataformas, as instalações de refino, as tubulações, embarcações e outros ativos de transporte, e usinas de energia. A maior parte destes ativos está localizada no Brasil. Somos proprietários e arrendamos nossas instalações e algumas de nossas instalações próprias estão sujeitas a gravames, embora o valor desses ativos onerados não seja significativo.

Temos o direito de explorar as reservas de petróleo e gás no Brasil, em conformidade com contratos de concessão; contudo, as reservas em si pertencem ao governo, conforme a legislação brasileira. Item 4. “Informações sobre a Companhia” inclui uma descrição de nossas reservas e fontes de petróleo e gás natural, os principais ativos tangíveis e planos importantes para expandir e melhorar nossas instalações.

PifCo

A PifCo não possui e nem arrenda qualquer ativo imobilizado relevante.

Regulamentação do Setor de Petróleo e Gás no Brasil

Regime de Concessão para Petróleo e Gás

De acordo com a legislação brasileira, o governo federal detém todos os acúmulos no subsolo de petróleo e gás natural no Brasil. O governo brasileiro detém um monopólio sobre a pesquisa, exploração, produção, refino e transporte de petróleo e derivados no Brasil e em sua plataforma continental, com a exceção daquelas empresas que já estavam atuando no refino e distribuição em 1953, e que foram autorizadas a continuar com essas atividades. Entre 1953 e 1997 nós éramos o agente exclusivo do governo brasileiro para a exploração do seu monopólio, incluindo a importação e exportação de petróleo e gás natural.

Como parte de uma ampla reforma do sistema regulatório do setor de petróleo e gás, o Congresso Brasileiro alterou a Constituição Nacional em 1995, autorizando o governo brasileiro a contratar qualquer empresa estatal ou privada para realizar atividades relacionadas às áreas de upstream, refino, comercialização além das fronteiras e atividades de transporte de petróleo e gás natural e seus produtos correspondentes no Brasil. Em 6 de agosto de 1997, o Brasil promulgou a Lei nº 9478, estabelecendo uma nova estrutura regulatória para concessões, encerrando nosso direito exclusivo de conduzir atividades de óleo e gás e possibilitando a concorrência em todos os aspectos da indústria de petróleo e gás no Brasil. Desde então, operamos em um ambiente cada vez mais desregulamentado e competitivo. A Lei nº 9478 também criou uma agência regulatória independente, a ANP, para regular a indústria de petróleo, gás natural e combustível renovável no Brasil e criar um ambiente competitivo no setor de óleo e gás. Em vigor a partir de 2 de janeiro de 2002, o Brasil desregulamentou os preços para o petróleo, derivados e gás natural.

A Lei nº 9478 estabeleceu uma estrutura regulatória com base em concessões e nos concedeu o direito exclusivo de explorar as reservas de petróleo em todos os nossos campos produtores durante o período inicial de 27 anos, a contar da data em que forem declarados comercialmente lucrativos. Este período inicial de 27 anos para a produção também pode ser prorrogado a pedido da concessionária e está sujeito à aprovação da ANP. A Lei nº 9478 também estabeleceu uma estrutura processual para que reivindicamos os direitos de exploração exclusivos por um período de até três anos, posteriormente prorrogado para cinco anos, para as áreas onde pudéssemos demonstrar que tínhamos feito descobertas comerciais ou investimentos em exploração antes da promulgação da Lei nº 9478. A fim de aperfeiçoar nossa reivindicação para explorar e desenvolver essas áreas, tínhamos que demonstrar nossa capacidade financeira para conduzir estas atividades, quer isoladamente ou através de acordos de cooperação.

Tributação de acordo com o Regime de Concessão para Petróleo e Gás

De acordo com a Lei nº 9478 e nossos contratos de concessão para as atividades de exploração e produção junto à ANP, somos obrigados a efetuar os seguintes pagamentos ao governo:

- Bônus de assinatura, devidos quando da assinatura do contrato de concessão, com base no valor da oferta vencedora, e sujeito aos bônus mínimos de assinatura publicados no edital de licitação pertinente;
- Bônus de retenção anual para a ocupação ou retenção das áreas disponíveis para exploração e produção, a um preço determinado pela ANP no edital de licitação pertinente, com base no tamanho, localização e características geológicas do bloco de concessão;
- despesas de participação especial, cobradas a uma taxa variável entre 0 a 40% das receitas operacionais líquidas resultantes da produção dos campos que atingem altos volumes de produção ou lucratividade, de acordo com os critérios estabelecidos na legislação pertinente. Em 2010, recolhemos este imposto sobre 18 de nossos campos, incluindo os campos de Albacora, Albacora Leste, Barracuda, Canto do Amaro, Caratinga, Carmópolis, Cherne, Espadarte, Golfinho, Jubarte, Leste do Urucu, Manati, Marlim, Marlim Sul, Marlim Leste, Miranga, Rio Urucu e Roncador. A receita líquida é a receita bruta menos os royalties pagos, investimentos em exploração, custos operacionais e os reajustes de depreciação e os impostos aplicáveis. O Imposto de Participação Especial utiliza como referência os preços internacionais de petróleo convertidos para reais de acordo com a taxa de câmbio vigente; e
- Royalties, a serem estabelecidos nos contratos de concessão a uma taxa que varia entre 5% e 10% da receita bruta advinda da produção, baseada nos preços de referência para petróleo ou gás natural estabelecidos pelo Decreto nº 2.705 e lei regulatória da ANP. Ao estabelecer taxas de royalty nos contratos de concessão, a ANP também leva em consideração os riscos geológicos e níveis de produtividade esperados para cada concessão. Na prática, toda a nossa produção de petróleo é atualmente tributada pela taxa máxima de royalty.

A Lei Nº 9478 também exige que as concessionárias de campos *onshore* paguem ao proprietário da terra uma taxa de participação que varia entre 0,5% e 1,0% da receita operacional líquida derivada da produção do campo.

Reforma Regulatória de 2010 para o Setor de Hidrocarboneto

As descobertas de grandes reservas de petróleo e gás natural nas áreas do pré-sal das Bacias de Campos e de Santos provocaram a elaboração de uma proposta imediata de alteração à legislação em relação às atividades de exploração e produção de petróleo e gás. A legislação proposta, que foi apresentada pelo Presidente do Brasil ao Congresso Brasileiro em 1º de setembro de 2009 se baseou em estudos conduzidos por um comitê interministerial criado em julho de 2008 para considerar as mudanças no regulamento das atividades de exploração e produção nas áreas do pré-sal que não estão sujeitas às concessões existentes. O Presidente da Petrobras, J.S. Gabrielli de Azevedo e a ex-presidente de nosso Conselho de Administração, Dilma Vana Rousseff, na qualidade de Ministra Chefe da Casa Civil do antigo Presidente Luiz Inácio Lula da Silva, foram os membros deste comitê.

Em 2010, três novas leis foram promulgadas para regular as atividades de exploração e produção nas áreas do pré-sal não sujeitas a concessões existentes: Lei Nº 12351, Lei Nº 12304, e Lei Nº 12.276. A legislação promulgada não representa impacto sobre os contratos de concessão do pré-sal existentes, que cobrem aproximadamente 28% da região do pré-sal.

Cessão Onerosa e Oferta Global

Em conformidade com a Lei Nº 12.276, promulgada em 30 de junho de 2010, celebramos um contrato com o governo federal brasileiro em 3 de setembro de 2010 (Cessão Onerosa), através do qual o governo nos cedia o direito de conduzir atividades de exploração e produção de petróleo, gás natural

e outros hidrocarbonetos fluídos em áreas de pré-sal especificadas, sujeitos a uma produção máxima de cinco bilhões de barris de óleo equivalente. O valor inicial do contrato por nossos direitos em conformidade com a Cessão Onerosa era de R\$74.807.616.407, que era equivalente a US\$42.533.327.500 em 1º de setembro de 2010. Consulte o Item 10. “Contratos de Material — Petrobras — Cessão Onerosa.” Com o intuito de garantir transparência, nosso Conselho de Administração criou um comitê especial composto de representantes de acionistas minoritários para monitorar a Cessão Onerosa de transação.

A Lei nº 12.276 também autorizou o governo brasileiro a subscrever ações adicionais de nosso capital social em uma oferta de venda pública de nossas ações. Em 29 de setembro de 2010, emitimos 2.293.907.960 ações ordinárias (incluindo ações ordinárias sob a forma de ADSs e 1.788.515.136 ações preferenciais (incluindo ações preferenciais sob a forma de ADSs) em uma oferta pública global consistindo de uma oferta registrada no Brasil e uma oferta internacional, incluindo uma oferta registrada nos Estados Unidos. Em 1º de outubro de 2010, emitimos 75.198.838 ações ordinárias adicionais (incluindo ações ordinárias sob a forma de ADSs) e 112.798.256 ações preferenciais (incluindo ações preferenciais sob a forma de ADSs) em conformidade com o exercício de opção de distribuição do subscritor. Estamos em conformidade com todos os requisitos da Lei brasileira das Sociedades na condução do processo de capitalização, incluindo a proteção dos direitos de nossos acionistas minoritários. Consulte o Item 10. “Atos Constitutivos e Contrato Social da Petrobras—Direitos de Preferência” para ler um resumo destes requisitos.

Utilizamos parte das receitas líquidas de ofertas globais para pagar o valor inicial de compra em conformidade com o Acordo de Concessão e para continuar a explorar todos os nossos segmentos de negócio de acordo com nosso Plano de Negócios.

Regime de Contrato de Partilha de Produção para Áreas Não-Licenciadas do Pré-Sal e Áreas Potencialmente Estratégicas

A Lei Nº 12.351, promulgada em 22 de dezembro de 2010, regulamenta contratos de partilha de produção para exploração e produção de petróleo e gás em áreas do pré-sal que ainda não esteja em regime de concessão e em áreas potencialmente estratégica a serem definidas pelo CNPE. Ela também exige a criação de um fundo social que consiste de recursos da parcela que cabe ao governo federal em contratos de partilha de produção, tais como bônus de subscrição, royalties e receitas, que devem ser usados pelo governo federal brasileiro para patrocinar programas para o desenvolvimento social. Segundo o regime de partilha de produção, seremos a operadora exclusiva de todos os blocos nos contratos de partilha de produção. Os direitos de exploração e produção para estes blocos podem nos ser concedidos com exclusividade ou, caso não sejam concedidos a nós em exclusividade, terá o restante oferecido em concorrência pública. Caso sejam oferecidos em concorrência pública, teríamos a concessão de uma participação mínima a ser determinada pelo CNPE que não seria menor do que 30%, com o direito adicional de participar no processo de licitação, nos permitido tentar aumentar nossa participação naquelas áreas. De acordo com o regime de partilha de produção, o vencedor da licitação será a companhia que oferecer a maior porcentagem de “lucro de petróleo,” que é a produção de um determinado campo após a dedução de royalties e “custos de petróleo,” que são os custos relacionados à produção de petróleo, ao governo brasileiro.

Embora a Lei Nº 12.351 tenha sido promulgada, o ex-Presidente Luiz Inácio Lula da Silva vetou as alterações na estrutura de distribuição de royalties proposta pelo Congresso Brasileiro em conformidade com este projeto de lei e apresentou uma nova proposta ao Congresso Brasileiro com uma taxa de royalties de 15% aplicável à produção bruta de petróleo e gás natural em conformidade com contratos de compartilhamento de produção e para a distribuição destes royalties entre os membros da União.

Estabelecimento de uma Nova Companhia Inativa Estatal

A Lei Nº 12.304, promulgada em 2 de agosto de 2010, autoriza a constituição de uma nova companhia estatal inativa que representará os interesses do governo brasileiro nos contratos de partilha de produção e irá administrar os contratos de comercialização relativos à parcela do governo federal no

“lucro de petróleo”. Esta nova companhia irá participar de comitês operacionais com poderes de voto decisivo e poder de veto e irá administrar e controlar os custos oriundos dos contratos de partilha de produção. Em relação aos contratos de partilha de produção, esta nova companhia exercerá suas atividades legais específicas juntamente com a ANP, a agência reguladora independente que regulamenta e inspeciona as atividades relacionadas ao petróleo e gás em todos os regimes de exploração e produção, e o CNPE, a entidade que estabelece as diretrizes a serem empregadas no setor de petróleo e gás, inclusive em relação ao novo modelo regulatório.

Lei do Gás Natural de 2009

Em março de 2009, o Congresso Brasileiro promulgou uma lei regulamentando as atividades na indústria do gás, incluindo o transporte e a comercialização. A Lei do Gás criou um regime de concessão para a construção e operação de novos gasodutos para transporte do gás natural, enquanto mantinha um regime de autorização para gasodutos sujeitos a acordos internacionais. De acordo com a Lei do Gás, após um determinado período de exclusividade, as operadoras seriam obrigadas a conceder acesso aos gasodutos de transporte e terminais marítimos, exceto terminais de GNL, a terceiros a fim de maximizar o uso da capacidade. As autorizações anteriormente emitidas pela ANP para o transporte de gás natural permanecerão válidas por 30 anos, a partir da data de publicação da Lei do Gás, e as transportadoras iniciais receberam exclusividade nestes gasodutos por 10 anos. A ANP emitirá regulamentações para controlar o acesso de terceiros e remuneração da transportadora caso as partes não cheguem a um acordo.

A Lei do Gás também autorizou determinados consumidores, que podem comprar gás natural no mercado aberto ou obter os seus próprios suprimentos de gás natural, a construírem as instalações e gasodutos para seu próprio uso caso as distribuidoras locais de gás controladas pelos estados, que detêm o monopólio da distribuição de gás local, não atendam suas necessidades de distribuição. Estes consumidores são obrigados a delegar a operação e manutenção das instalações e gasodutos a distribuidoras locais de gás; no entanto, eles não são obrigados a assinar contratos de suprimento de gás com as distribuidoras locais de gás.

Regulamentação dos Preços

Até a aprovação da Lei Nº 9.478 em 1997, o governo brasileiro detinha o poder de regular todos os aspectos da determinação dos preços do petróleo, derivados, etanol, gás natural, energia elétrica e outras fontes de energia. Em 2002, o governo eliminou os controles de preços para o petróleo e derivados, embora mantivesse a regulamentação sobre determinados contratos de venda de gás e sobre a eletricidade. Ainda em 2002, o governo brasileiro criou um imposto sobre a venda e importação de petróleo, derivados e produtos do gás natural (Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico - CIDE). Em 2009, a Lei do Gás autorizou a ANP a regular os preços para o uso dos gasodutos de transporte de gás para o novo regime de concessão, com base em um procedimento definido na Lei do Gás como chamada pública, e a aprovar os preços submetidos pelas transportadoras de acordo com os critérios previamente estabelecidos, para o uso dos novos gasodutos para transporte de gás sujeitos ao regime de autorização.

Regulamentações Ambientais

Todas as fases do negócio de petróleo e gás natural apresentam riscos e perigos ambientais. Nossas instalações no Brasil estão sujeitas a uma ampla variedade de leis e normas federais, estaduais e municipais, e exigências de licenças relativas à proteção da saúde humana e ambiental. No nível federal, nossas atividades marítimas e aquelas que envolvem mais de um estado brasileiro estão sujeitas à autoridade reguladora do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) e à autoridade administrativa do IBAMA, que emite licenças operacionais e de perfuração. Somos obrigados a apresentar relatórios, incluindo os relatórios de monitoramento de segurança e poluição (IOPP) ao IBAMA a fim de manter nossas licenças. As condições ambientais, de saúde e segurança em terra são controladas no nível estadual, e não no federal, e existe uma responsabilidade rigorosa por danos ambientais, mecanismos para a aplicação de normas ambientais e exigências de licenciamento para atividades poluentes.

Pessoas físicas ou jurídicas cuja conduta ou atividades causem danos ao meio ambiente estão sujeitas a sanções criminais e administrativas. As agências governamentais de proteção ambiental também poderão impor sanções administrativas por não cumprimento de leis e regulamentos ambientais, incluindo:

- Multas;
- Suspensão parcial ou total de atividades;
- Obrigação de financiar projetos ambientais e de reclamação;
- Perda ou restrição de incentivos ou benefícios fiscais;
- Fechamento de estabelecimento ou operações; e
- Perda ou suspensão de participação em linhas de crédito fornecidas por entidades oficiais de crédito.

Estamos sujeitos a vários processos administrativos e reclamações civis e criminais relacionados a questões ambientais. Consulte o Item 8. “Informações Financeiras — Processos Judiciais — Reclamações Ambientais”.

Em 2010, investimos aproximadamente US\$1.377 milhões em projetos ambientais, em comparação com aproximadamente US\$984 milhões em 2009 e US\$1.075 milhões em 2008. Esses investimentos foram direcionados principalmente à redução de emissões e resíduos resultantes de processos industriais, gestão de efluentes e do uso da água, recuperação de áreas impactadas, implementação de novas tecnologias ambientais, modernização de nossas tubulações e aperfeiçoamento de nossa capacidade de responder a situações de emergência.

Iniciativas em Saúde, Meio Ambiente e Segurança

A proteção da saúde humana e do meio ambiente é uma de nossas principais preocupações, e é essencial para o nosso sucesso como uma empresa de energia integrada.

Como resultado de uma reorganização interna realizada em 2010, nosso Comitê de Gestão de Segurança, Meio Ambiente e Saúde (SMS) foi extinto e suas funções foram designadas ao recém-formado Comitê de Integração de Tecnologia, Engenharia e Serviços. Este comitê é composto de gerentes executivos corporativos das áreas comerciais e de serviços e é presidido por nosso Diretor de Serviços. Os três comitês a seguir reúnem representantes das áreas comerciais e de serviços, bem como de empresas subsidiárias para lidar com questões relativas à saúde, segurança, ambientais e de eficiência energética: o Comitê de Gestão em SMS; o Comitê de Eficiência Energética, Emissões Atmosféricas e Alterações no Clima e o Comitê de Licenciamento Ambiental e Remuneração. Criamos também um Comitê Ambiental composto de três membros de nosso Conselho de Administração. As responsabilidades deste comitê incluem: (i) supervisionar e administrar questões ambientais e de segurança ocupacional que nos afetam; (ii) estabelecer metas ambientais mensuráveis e assegurar seu cumprimento; e (iii) recomendar mudanças na política ambiental, de saúde e segurança, se necessário, para nosso Conselho de Administração. O estatuto do Comitê Ambiental ainda está aguardando a aprovação de nosso Conselho de Administração.

Nossas ações para tratar das questões de saúde, meio ambiente e segurança e garantir o cumprimento dos regulamentos ambientais compreenderam um investimento de aproximadamente US\$ 2.591 milhões em 2010 e incluíram:

- Um sistema de gestão de SMS baseado nos princípios de desenvolvimento sustentável que busca minimizar os impactos das operações e produtos sobre a saúde, segurança e meio ambiente, reduzir o uso de recursos naturais e poluição e prevenir acidentes;

- Certificação ISO 14001 (meio ambiente) e OHSAS 18001 (saúde e segurança) para nossas unidades operacionais. Em dezembro de 2010, a Petrobras possuía 93% da quantidade total de 250 locais certificáveis no Brasil e no exterior certificados de acordo com as normas mencionadas acima. Frota Nacional de Petroleiros está totalmente certificada pelo Código de Gestão da *International Maritime Organization* (IMO) para Operação Segura de Navios e Prevenção de Poluição (Código ISM) desde dezembro de 1997;
- Compromisso regular e ativo com o MME e com o IBAMA, incluindo a negociação de novos regulamentos de compensação ambiental e a discussão de questões ambientais com relação a novos gasodutos, projetos de produção de petróleo e gás e outros aspectos de nossas operações.
- Projetos estratégicos de “Mudança de Clima” e “Eficiência Energética” que visam implementar os mais altos padrões na indústria energética em relação ao uso eficiente da energia e à gestão dos gases que causam o efeito estufa. Ao reduzir o impacto ambiental de nossas operações, contribuiremos para a nossa própria sustentabilidade e mitigaremos as mudanças climáticas globais.
- Um novo desafio estratégico buscando maximizar a eficiência energética e reduzir a intensidade das emissões de gases que causam o efeito estufa, aprovado por nosso conselho executivo em novembro de 2010, juntamente com um conjunto de indicadores de desempenho com metas para monitorar o progresso em relação a este novo desafio. Nossa meta é alcançar níveis de excelência na indústria do petróleo e gás e contribuir para a sustentabilidade do negócio.

Cada projeto é avaliado para confirmar seu cumprimento a todos os requisitos em SMS e a adoção das melhores práticas em SMS por todo o ciclo de vida do projeto. Além disso, conduzimos mais estudos ambientais para novos projetos quando exigido pela legislação ambiental aplicável.

Estamos comprometidos com a redução na intensidade da emissão de gases que causam o efeito estufa em nossos processos e produtos, conforme expresso em nosso Plano Estratégico 2020. Nossa estratégia tem foco na eficiência energética, produção de energia a partir de fontes renováveis e pesquisas e desenvolvimento tecnológico. Esta estratégia visa melhorar a sustentabilidade do negócio e mitigar os efeitos das mudanças climáticas.

Nosso Programa Interno para Preservação de Energia trabalha para melhorar a eficiência energética em todas as nossas unidades. Em 2010, investimos US\$71,5 milhões em projetos para eficiência energética. Estes investimentos, juntamente com a melhoria nos procedimentos operacionais, resultaram em uma redução de aproximadamente 447 boe/d em consumo de energia. Nos últimos cinco anos, investimos US\$245 milhões em projetos para eficiência energética, economizando 3.478 boe/d em consumo de energia.

Em 2010, tivemos derramamentos de óleo que totalizaram 176.388 galões de petróleo, em comparação com 67.102 galões de petróleo em 2009 e 115.179 galões de petróleo em 2008.

Mantivemos os níveis de derramamento bem abaixo de 1m³ por mmbbl produzido, o que corresponde a um padrão de excelência dentro da indústria de óleo e gás mundial. Continuamos a avaliar e desenvolver iniciativas para tratar questões relativas à SMS e reduzir nossa exposição aos riscos de SMS.

Planos e Procedimentos para Reparos Ambientais

Em 2000, implantamos um programa em toda a companhia para gestão ambiental e segurança operacional (PEGASO) que foi desenvolvido para identificar riscos à vida humana e ao meio-ambiente, controlar e monitorar estes riscos com procedimentos de segurança em conformidade com as melhores práticas internacionais, e manter um estado permanente de prontidão e resposta eficaz a emergências. Desde 2000, através do programa PEGASO, também direcionamos nossos esforços para a prevenção de

derramamentos de óleo e nossos investimentos em medidas preventivas contribuíram para uma redução de 88,7% em derramamentos de óleo de 37.000 barris em 2000 para 4.200 barris em 2010. De 2000 até 2010, desenvolvemos vários projetos para melhorar a segurança e proteção ambiental através do programa PEGASO tanto no Brasil quanto no exterior em nossas operações internacionais, com um orçamento total de US\$5.628 milhões para o período.

Como parte destes esforços, desenvolvemos planos de contingência de resposta e reparo detalhados a serem implementados em caso de derramamento ou vazamento de óleo em nossas operações *offshore*. Possuímos mais de 660 trabalhadores treinados, disponíveis para responder a derramamentos de óleo 24 horas por dia, sete dias por semana, e podemos mobilizar outros 2.000 trabalhadores treinados para limpezas no litoral em pouco tempo. Embora estes trabalhadores estejam lotados no Brasil, eles também estão disponíveis para atender a um derramamento de óleo *offshore* fora do Brasil. Também possuímos um estoque de equipamentos necessários para uma contenção rápida e eficaz de derramamentos ou vazamentos *offshore*, incluindo mais de 440 milhas de barreiras de contenção e absorventes, mais de 55.000 galões de dispersantes de óleo e 318 bombas de óleo. A Petrobras possui 30 embarcações dedicadas à recuperação de derramamentos de óleo (OSRVs) totalmente equipadas para o controle de derramamentos de óleo e combate a incêndios, bem como 130 barcos de suporte e recuperação e barcas disponíveis para combater derramamentos e vazamentos de óleo *offshore* 24 horas por dia, sete dias por semana. Além disso, temos contratos com equipes de resposta a emergência locais *Clean Caribbean and Americas Cooperative* na América do Norte e *Oil Spill Response Limited* na África e Ásia. Também mantemos relações com as principais Organizações de Resposta a Derramamentos de Óleo e outras empresas de petróleo.

Criamos dez centros para proteção ambiental em áreas estratégicas nas quais operamos no Brasil para garantir uma resposta rápida e coordenada a derramamentos de óleo *onshore* ou *offshore*. Estas instalações regionais têm o suporte de 13 bases avançadas locais dedicadas à prevenção, controle e resposta a derramamentos de óleo. Nossos centros de proteção ambiental e suas bases avançadas seriam mobilizados em caso de um derramamento ou vazamento em uma de nossas operações *offshore*. Cada um de nossos centros de resposta local e regional é autossuficiente e disponível para responder individualmente ou conjuntamente com instalações adjacentes, dependendo da gravidade e escala da emergência.

Em 2010, realizamos um exercício em larga escala com a *Clean Caribbean & Americas* denominado Exercício Internacional de Mobilização, Preparo e Resposta – (*International Mobilization, Preparedness & Response Exercise*) Mobex na Região Amazônica do Brasil. Recursos brasileiros e internacionais, bem como várias agências e autoridades governamentais estiveram envolvidas na simulação de um grande derramamento de óleo no Rio Negro, próximo a Manaus. O principal objetivo do exercício era testar a eficácia dos recursos brasileiros e internacionais necessários para enfrentar uma emergência ambiental de Nível 3. Em 2010, também realizamos exercício de treinamento de emergência regionais juntamente com a Marinha Brasileira, a Defesa Civil, os bombeiros, a polícia militar, organizações ambientais e governo regional e entidades comunitárias.

Seguros

Nossos programas de seguro concentram-se principalmente na avaliação de riscos e valor de reposição dos ativos, o que acreditamos que seja habitual em nossa indústria. De acordo com a nossa política de gestão de risco, os riscos relacionados a nossos principais ativos, tais como refinarias, navios-tanque, nossa frota e as plataformas de perfuração e produção marítimas estão segurados por seu valor de reposição junto a terceiras seguradoras brasileiras. Apesar das apólices serem emitidas no Brasil, a maioria de nossas apólices está ressegurada no exterior junto a resseguradoras classificadas como A- ou superior pela agência de classificação de risco Standard & Poor's, ou B+ ou superior, pela A.M. Best. Uma parte das nossas operações internacionais é segurada ou ressegurada por nossa subsidiária nas Bermudas, a BEAR, seguindo os mesmos critérios de classificação.

Nossos ativos menos valiosos, incluindo, mas não se limitando a pequenas embarcações de apoio, determinadas instalações de estocagem e algumas instalações administrativas têm autosseguro. Não mantemos cobertura para a interrupção dos negócios, exceto para uma minoria de nossas

operações internacionais e alguns ativos específicos no Brasil. Também não mantemos cobertura para nossos poços para todas as nossas operações brasileiras. Apesar de não assegurarmos a maioria de nossos dutos, possuímos seguro contra danos ou perdas sofridos por terceiros resultantes de incidentes específicos, bem como para poluição provocada por óleo. Também mantemos cobertura para os riscos relacionados ao risco de carga, casco e máquinas. Todos os projetos e instalações em construção que envolvem uma perda máxima estimada superior a US\$ 60 milhões estão cobertas por uma apólice de construção.

Mantemos cobertura de seguro para responsabilidade operacional de terceiros em relação a nossas atividades *onshore* e *offshore*, inclusive para riscos ambientais, tais como derramamentos de óleo, no Brasil, até um limite de apólice total de US\$ 250 milhões por um período de 12 meses. Também manter seguro marítimo com proteção e indenização adicional (P&I) para responsabilidades de terceiros relativas a nossas operações *offshore* domésticas até um limite de apólice total de US\$ 500 milhões por um período de 12 meses. Em caso de explosão ou evento semelhante em uma de nossas sondas *offshore* no Brasil, estas apólices podem fornecer cobertura combinada de responsabilidade de terceiros de até US\$ 750 milhões por um período de 12 meses.

Mantemos operações em mais de 20 países fora do Brasil e mantemos vários níveis de seguro de responsabilidade de terceiros para nossas operações internacionais com base em uma série de fatores, incluindo as avaliações de risco de nosso país, caso tenhamos operações *onshore* e *offshore* e requisitos legais impostos pelos vários países onde operamos. Também mantemos apólices de seguro em separado de “controle-de-poço” em nossas operações internacionais para cobrir responsabilidade advinda de erupção descontrolada de óleo, gás, água ou fluido de perfuração com limites totais de apólice de até US\$ 500 milhões por um período de 12 meses dependendo do país. No Golfo do México americano, por exemplo, mantemos uma cobertura de responsabilidade de terceiros com um limite de apólice total de até US\$ 250 milhões por um período de 12 meses, e um seguro de responsabilidade de controle-de-poço de até US\$ 500 milhões por um período de 12 meses. Dependendo de circunstâncias especiais, qualquer uma dessas apólices pode ser usada em caso de explosão ou evento semelhante em uma das sondas *offshore* no Golfo do México na costa americana.

Nossas apólices domésticas e internacionais de responsabilidade operacionais de terceiros cobrem reclamações feitas contra nós ou em nome de indivíduos que não sejam nossos funcionários em caso de lesão pessoal ou morte, sujeitas aos limites da apólice estabelecidos acima. Como regra geral, nossos prestadores de serviço devem nos indenizar por uma reivindicação paga diretamente a terceiros como resultado de uma sentença de tribunal que nos considera responsáveis pelas ações de tal prestador de serviço. Podemos exigir que nossos prestadores de serviço paguem terceiros que sofreram lesões, diretamente, caso a ação seja ajuizada contra aquele prestador de serviço, ou caso nos unirmos ao prestador de serviço em um processo judicial contra nós, em conformidade com os termos do contrato de serviço subjacente.

Nossas apólices de responsabilidade operacional de terceiros no Brasil e fora do Brasil cobrem danos ambientais oriundos de derramamentos de óleo, incluindo responsabilidade advinda de explosão ou evento semelhante repentino e acidental em uma de nossas sondas *offshore*. Estas apólices de seguro operacionais de terceiros cobrem custos com contencioso, limpezas e reparo, mas não cobrem multas governamentais ou danos punitivos. Como mencionado acima, mantemos apólices de seguro de “controle-de-poço” para nossas operações internacionais para cobrir sinistros por danos ambientais oriundos de explosões de poços e eventos semelhantes. Não mantemos seguro de controle-de-poço para nossas operações domésticas *onshore* e *offshore* no Brasil.

O prêmio para renovar a nossa apólice de seguro de risco de propriedade nacional para um período de 12 meses a começar em junho de 2010 era de US\$ 45,1 milhões. Isto representou um aumento nominal de 12% em relação ao período anterior de 12 meses. O valor segurado de nossos ativos, para o mesmo período, aumentou em 13,5% para US\$ 95 bilhões. Desde 2001, nossa retenção de risco aumentou e nossas franquias podem atingir o valor de US\$ 60 milhões em determinados casos.

Informações Adicionais sobre Produção e Reservas

A produção de petróleo e gás natural no Brasil é dividida entre a produção *onshore* e *offshore*, correspondendo a 11% e 89% do total da produção no Brasil, respectivamente. A Bacia de Campos é uma das maiores e mais produtivas bacias *offshore* de gás e petróleo, com mais de 59 campos de hidrocarbonetos descobertos, oito grandes campos de petróleo e uma área total de aproximadamente 115.000 km² (28,4 milhões de acres). Em 2010, a Bacia de Campos produziu uma média de 1.676,9 mbbbl/d de petróleo e 13,6 mmm³/d (513.0 mmcf/d) de gás natural associado durante o ano, contando para 81,5% de nossa produção total no Brasil. Nós também conduzimos operações limitadas de mineração de xisto betuminoso em São Mateus do Sul, na bacia do Paraná, no Brasil, e usamos o xisto betuminoso desses depósitos para produzir óleo e gás sintéticos.

Em 31 de dezembro de 2010, as nossas estimativas de reservas provadas de petróleo e gás natural no Brasil totalizaram 12,14 bilhões de barris de óleo equivalente, incluindo: 10,38 bilhões de barris de petróleo e líquidos de gás natural e 279,67 bnm³ (10,55 tcf) de gás natural. Em 31 de dezembro de 2010, as nossas reservas provadas nacionais de petróleo desenvolvidas representaram 67% de nossas reservas provadas totais desenvolvidas e não desenvolvidas de petróleo. As nossas reservas provadas nacionais desenvolvidas de gás natural representaram 66% de nossas reservas provadas totais desenvolvidas e não desenvolvidas de gás natural. O total de reservas provadas nacionais de petróleo aumentou com uma taxa média anual de 4% nos últimos cinco anos. As reservas provadas de gás natural aumentaram com uma taxa média anual de 4% no mesmo período.

Em 2010, nós adicionamos 1.372 mmoeb de petróleo e gás natural às nossas reservas provadas nacionais, principalmente por causa das descobertas da região do pré-sal na Bacia de Santos (59% do total), as revisões econômicas e técnicas referentes às estimativas anteriores (31% do total) e, em uma extensão menor, uma recuperação ampliada de campos existentes e outras novas descobertas nos blocos exploratórios. Após a produção de 797 mmoe no Brasil para o ano, essas adições à nossa base de reservas em 2010 nos permitiu aumentar as nossas reservas provadas no Brasil em 5%.

Nós calculamos as reservas com base nas previsões da produção no campo, que depende de parâmetros técnicos, como interpretação sísmica, mapas geológicos, testes de poços, estudos de engenharia dos reservatórios e dados econômicos. Todas as estimativas de reservas envolvem incertezas. Essa incerteza depende principalmente da amostra dos dados geológicos e de engenharia disponíveis no momento da estimativa e da interpretação de tais dados. As nossas estimativas são feitas usando os dados mais confiáveis no momento da estimativa, de acordo com as boas práticas na indústria do petróleo e gás.

Controles internos e reservas provadas

O processo de avaliação de reservas começa com uma análise inicial de nossos ativos por geofísicos, geólogos e engenheiros. Os coordenadores de reservas corporativas, ou CRCs, protegem a integridade e a objetividade de nossas estimativas de reservas, supervisionando e fornecendo suporte técnico aos coordenadores de reservas regionais, ou CRRs, que são os responsáveis pela preparação das estimativas de reservas. Os nossos CRRs e CRCs são formados em geofísica, geologia, engenharia de petróleo e contabilidade, além de serem treinados no Brasil e no exterior em congressos internacionais de estimativas de reservas. Os CRCs são responsáveis pelo cumprimento das regras e regulamentos da comissão de valores imobiliários, consolidando e fazendo a auditoria do processo de estimativa das reservas. O técnico principal responsável por supervisionar a preparação de nossas reservas nacionais é um membro do SPE, com 21 anos de experiência no campo e 27 anos de trabalho na Petrobras. O técnico principal responsável por supervisionar a preparação de nossas reservas internacionais tem quatro anos de experiência no campo, doutorado em engenharia de reserva e 31 anos de trabalho na Petrobras. As nossas estimativas de reservas são apresentadas ao nosso gerente sênior e enviadas ao conselho de diretoria para aprovação final.

D&M revisou e certificou 94,9% de nossas estimativas de reservas nacionais provadas de petróleo e gás natural e condensado em 31 de dezembro de 2010. Fora do Brasil, a D&M revisou e certificou 91,2% de nossas estimativas de reservas nacionais provadas de petróleo e gás natural e condensado nos campos operados por nós em 31 de dezembro de 2010. As estimativas para certificação foram realizadas de acordo com a Regra 4-10 do regulamento S-X da CVM. Para mais informações sobre as nossas reservas provadas, consulte "Informações Complementares sobre a Exploração e Produção de Petróleo e Gás" na página F-128.

Mudanças nas reservas provadas

Nós subtraímos um total líquido de 447,9 mmbœ das reservas provadas não desenvolvidas de toda a empresa (entidades consolidadas e não consolidadas) no final de ano de 2010, em comparação com o final do ano de 2009. Assim, nós tivemos um total de 4.354,27 mmbœ das reservas provadas não desenvolvidas de toda a empresa em 31 de dezembro de 2010, comparados a 4.802,1 mmbœ em 31 de dezembro de 2009.

As reservas provadas não desenvolvidas no Brasil diminuíram em 500,1 mmbœ, enquanto fora do Brasil as reservas provadas não desenvolvidas tiveram um crescimento de 52,2 mmbœ, resultando em uma redução líquida de 447,9 mmbœ em toda a empresa. O fator principal responsável pela redução líquida de nossas reservas provadas não desenvolvidas no Brasil em 2010, em comparação com 2009, foi a conversão de reservas provadas não desenvolvidas em reservas provadas desenvolvidas. Nós convertimos um total líquido de 1.349,1 mmbœ de nossas reservas provadas não desenvolvidas em reservas provadas desenvolvidas no Brasil em 2010, principalmente pelo início da produção das plataformas P-57, FPSO Cabixaba e FPSO Cidade de Santos nas Bacias de Campos e Santos. Os volumes convertidos das reservas provadas não desenvolvidas para as reservas provadas desenvolvidas no Brasil excederam os volumes das reservas não desenvolvidas adicionadas às nossas reservas nacionais em 2010, como resultado das nossas descobertas nas regiões do pré-sal na Bacia de Santos e das revisões técnicas na Bacia de Campos que consistem em ajustes históricos e aumento de produção dos projetos piloto. A adição líquida de 52,2 mmbœ de reservas provadas não desenvolvidas fora do Brasil se deu principalmente em razão das novas reservas estimadas no Peru. Todos os volumes de reservas descritos abaixo são "líquidos" de maneira que eles só incluem a participação proporcional da Petrobras nos volumes de reserva, e exclui as reservas atribuídas aos nossos parceiros.

Em 2010, nós investimos um total de US\$ 9,72 bilhões para converter as reservas provadas não desenvolvidas em desenvolvidas, dos quais aproximadamente 92,8% (US\$9,02 bilhões) foram investidos no Brasil. Nós convertimos um total de 1.373,0 mmbœ de reservas provadas não desenvolvidas em desenvolvidas em 2010, dos quais aproximadamente 9,3% (1,349.1 mmbœ) foram reservas brasileiras. Nos últimos anos, nós desenvolvemos projetos e aumentamos os investimentos para converter as nossas reservas provadas não desenvolvidas em reservas provadas desenvolvidas.

Nós tivemos um total de 4.354,27 mmbœ de reservas provadas não desenvolvidas no final de 2010, dos quais aproximadamente 7,4% (323,52 mmbœ) permaneceram sem desenvolvimento por cinco anos ou mais, como resultado de vários fatores que afetaram o desenvolvimento e a produção, incluindo a complexidade inerente dos projetos de desenvolvimento em águas ultraprofundas, especialmente no Brasil, e as restrições na capacidade da infraestrutura existente. Uma parte dos 323,52 mmbœ de nossas reservas provadas não desenvolvidas que permaneceram assim por cinco anos ou mais consiste de petróleo pesado localizado na área do Parque das Baleias da Bacia de Campos *offshore*. Originalmente nós anunciamos essas reservas como reservas provadas não desenvolvidas entre os anos de 2003 e 2004, após completar um plano de desenvolvimento para a região do Parque das Baleias. Entretanto, devido à descoberta de petróleo leve mais valioso na mesma região em 2007, nós adiamos deliberadamente a produção dessas reservas provadas não desenvolvidas até que nós pudéssemos alocar a infraestrutura e águas ultraprofundas e os recursos de produção para desenvolver tanto das reservas provadas não desenvolvidas de petróleo pesado e nossas descobertas recentes de petróleo leve no pré-sal simultaneamente. Nós demos início a um teste de poço nos reservatórios do pré-sal na região do Parque das Baleias em 2008 e, em 2010, nós iniciamos a produção pelo FPSO Capixaba. Como resultado, nós reclassificamos a parte de reservas provadas não desenvolvidas na região do Parque das Baleias e que permaneceram não desenvolvidas por cinco anos em reservas

provadas desenvolvidas no final do ano de 2010. O restante das reservas provadas não desenvolvidas que permaneceram assim por cinco anos ou mais consiste em reservas em campos de águas rasas na Bacia de Santos, no qual investimos na infraestrutura necessária, incluindo plataformas e poços, de forma a poder iniciar a produção no primeiro semestre de 2011.

As tabelas a seguir estabelecem a nossa produção de petróleo, gás natural, óleo sintético e gás sintético por área geográfica em 2010, 2009 e 2008:

	Produção de hidrocarboneto por área geográfica														
	2010					2009					2008				
	Petróleo (mbl/d) (5)	Óleo sintético (mbl/d) (4)	Gás natural (mmcf/d) (1)	Gás sintético (mmcf/d) (1)(4)	Total (mboe/d)	Petróleo (mbl/d)	Óleo sintético (mbl/d) (4)	Gás natural (mmcf/d) (1)	Gás sintético (mmcf/d) (1)(4)	Total (mboe/d)	Petróleo (mbl/d)	Óleo sintético (mbl/d) (4)	Gás natural (mmcf/d) (1)	Gás sintético (mmcf/d) (1)(4)	Total (mboe/d)
Brasil:															
Campo Roncador (2).....	343,4	0,0	161,2	0,0	370,3	368,9	0,0	163,7	0,0	396,2	267,6	0,0	119,4	0,0	287,5
Outros.....	1.657,1	3,6	805,3	1,9	1.795,2	1.598,1	3,8	615,0	4,4	1.705,2	1.583,9	3,2	876,2	3,8	1.733,8
Total Brasil.....	2.000,5	3,6	966,5	1,9	2.165,5	1.967,0	3,8	778,7	4,4	2.101,4	1.851,5	3,2	995,6	3,8	2.021,3
Internacional:															
América do Sul (fora do															
Brasil).....	80,2	0,0	553,3	0,0	172,4	85,6	0,0	569,3	0,0	180,4	97,3	0,0	571,2	0,0	192,5
América do Norte.....	1,3	0,0	8,9	0,0	2,8	1,5	0,0	10,6	0,0	3,3	1,7	0,0	13,3	0,0	3,9
África.....	56,5	0,0	0,0	0,0	56,5	44,3	0,0	0,0	0,0	44,3	7,9	0,0	0,0	0,0	7,9
Total Internacional.....	138,0	0,0	562,2	0,0	231,7	131,4	0,0	579,9	0,0	228,0	106,9	0,0	584,5	0,0	204,3
Total produção															
consolidada.....	2.138,5	3,6	1.528,7	1,9	2.397,2	2.098,4	3,8	1.358,6	4,4	2.329,4	1.958,4	3,2	1.580,1	3,8	2.225,6
Participação e afiliadas não															
consolidadas: (3)															
América do Sul (fora do															
Brasil).....	7,5	0,0	4,2	0,0	8,2	9,3	0,0	5,6	0,0	10,2	13,0	0,0	21,5	0,0	16,6
Produção mundial.....	2.146,0	3,6	1.532,9	1,9	2.405,4	2.107,7	3,8	1.364,2	4,4	2.339,6	1.971,4	3,2	1.601,6	3,8	2.242,2

(1) Os números da produção de gás natural são os volumes de produção de gás natural disponível para venda, excluindo o gás queimado, reinjetado e o gás consumido nas operações.

(2) O campo Roncador está incluído separadamente, já que contém mais de 15% do total de reservas provadas.

(3) Empresas nas quais a Petrobras tem uma participação minoritária.

(4) Nós produzimos óleo sintético e gás sintético dos depósitos de xisto betuminoso em São Mateus do Sul, na bacia do Paraná, no Brasil.

(5) A produção de petróleo inclui o GNL e a produção dos testes de estendidos.

A tabela a seguir determina as nossas reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas líquidas de petróleo e gás natural por região, em 31 de dezembro de 2010.

Categoria de reservas	Reservas provadas estimadas desenvolvidas e não desenvolvidas						
	Reservas						
	Petróleo (mmbbl)	Gás natural (bcf)	Total petróleo e gás natural (mmboe)	Óleo sintético (mmbbl)(1)	Gás sintético (bcf)(1)	Total óleo sintético e gás sintético (mmboe)	Total produtos derivados e gás (mmboe)
Provada desenvolvida:							
Brasil	6.931,5	6.975,2	8.094,0	7,4	12,0	9,4	8.103,4
Internacional							
América do Sul (fora do Brasil).....	118,7	489,2	200,2	0,0	0,0	0,0	200,2
América do Norte.....	4,6	30,3	9,7	0,0	0,0	0,0	9,7
África.....	59,6	40,4	66,3	0,0	0,0	0,0	66,3
Total Internacional.....	182,9	559,9	276,2	0,0	0,0	0,0	276,2
Total consolidado reservas provadas.....	7.114,4	7.535,1	8.370,2	7,4	12,0	9,4	8.379,6
Participação e afiliadas não consolidadas							
América do Sul (fora do Brasil).....	18,7	25,1	22,9	–	–	–	22,9
Total reservas provadas desenvolvidas.....	7.133,1	7.560,2	8.393,1	7,4	12,0	9,4	8.402,5
Provada não desenvolvida:							
Brasil	3.447,5	3.578,9	4.044,0	0,0	0,0	0,0	4.044,0
Internacional							
América do Sul (fora do Brasil).....	91,1	746,4	215,5	0,0	0,0	0,0	215,5
América do Norte.....	5,5	21,5	9,1	0,0	0,0	0,0	9,1
África.....	65,3	–	65,3	0,0	0,0	0,0	65,3
Total Internacional.....	161,9	767,9	289,9	0,0	0,0	0,0	289,9
Total consolidado reservas provadas.....	3.609,4	4.346,8	4.333,9	0,0	0,0	0,0	4.333,9
Participação e afiliadas não consolidadas							
América do Sul (fora do Brasil).....	14,7	34,6	20,5	0,0	0,0	0,0	20,5
Total reservas provadas não desenvolvidas..	3.624,1	4.381,4	4.354,4	0,0	0,0	0,0	4.354,4
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas).....	10.757,2	11.941,5	12.747,5	7,4	12,0	9,4	12.756,9

(1) Os volumes de óleo sintético e gás sintético dos depósitos de xisto betuminoso na bacia do Paraná no Brasil foram incluídos em nossas reservas provadas de acordo com as regras da SEC para estimativa e anúncio de quantidades de reservas.

A tabela a seguir resume as informações sobre as mudanças nas reservas provadas totais consolidadas em 2010, 2009 e 2008:

Total de reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (apenas entidades consolidadas)

	Petróleo (mmbbl)	Gás natural (bncf)	Total petróleo e gás natural (mmbbl)	Óleo sintético (mmbbl)	Gás sintético (bncf)	Total óleo sintético e gás sintético (mmbbl)	Total produtos derivados de petróleo e gás (mmbbl)
Informação quantidade de reservas para ano terminando em 31 de dezembro de 2010							
1° de janeiro de 2010.....	10.262,3	10.982,5	12.092,7	6,8	5,6	7,8	12.100,5
Revisões das estimativas anteriores.....	375,8	330,8	431,0	1,7	8,3	3,1	434,1
Recuperação melhorada.....	29,6	15,0	32,1	0,0	0,0	0,0	32,1
Compra de minerais <i>in situ</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Extensões e descobertas.....	804,6	1.284,6	1.018,7	0,0	0,0	0,0	1.018,7
Produção.....	(742,5)	(730,1)	(864,2)	(1,2)	(1,9)	(1,5)	(865,7)
Vendas de minerais <i>in situ</i>	(6,0)	(1,1)	(6,2)	0,0	0,0	0,0	(6,2)
31 de dezembro de 2010.....	10.723,8	11.881,8	12.704,1	7,3	12,0	9,4	12.713,5
Informação quantidade de reservas para ano terminando em 31 de dezembro de 2009							
1° de janeiro de 2009.....	9.105,5	12.139,4	11.128,7	0,0	0,0	0,0	11.128,7
Revisões das estimativas anteriores.....	1.735,1	(522,0)	1.648,1	0,0	0,0	0,0	1.648,1
Recuperação melhorada.....	21,3	1,0	21,5	0,0	0,0	0,0	21,5
Compra de minerais <i>in situ</i>	99,4	110,3	117,8	0,0	0,0	0,0	117,8
Extensões e descobertas.....	135,2	146,5	159,6	8,0	6,6	9,1	168,7
Produção.....	(735,0)	(782,7)	(865,5)	(1,0)	(1,0)	(1,2)	(866,7)
Vendas de minerais <i>in situ</i>	(99,4)	(110,3)	(117,8)	0,0	0,0	0,0	(117,8)
31 de dezembro de 2009.....	10.262,1	10.982,2	12.092,4	7,0	5,6	7,9	12.100,3
Informação quantidade de reservas para ano terminando em 31.12.08							
1° de janeiro de 2008.....	9.552,8	12.479,8	11.632,8	0,0	0,0	0,0	11.632,8
Revisões das estimativas anteriores.....	130,2	195,2	162,7	0,0	0,0	0,0	162,7
Recuperação melhorada.....	29,8	7,5	31,1	0,0	0,0	0,0	31,1
Compra de minerais <i>in situ</i>	12,3	123,1	32,8	0,0	0,0	0,0	32,8
Extensões e descobertas.....	76,2	152,7	101,7	0,0	0,0	0,0	101,7
Produção.....	(685,1)	(818,9)	(821,6)	0,0	0,0	0,0	(821,6)
Vendas de minerais <i>in situ</i>	(10,7)	0,0	(10,7)	0,0	0,0	0,0	(10,7)
31 de dezembro de 2008.....	9.105,5	12.139,4	11.128,8	0,0	0,0	0,0	11.128,8

Os volumes de produção de gás natural no cálculo dessa tabela foram retirados dos volumes líquidos das reservas provadas da Petrobras, incluindo volumes de gás queimados, reinjetados e o gás consumido nas operações. Como resultado, os volumes de produção do gás natural nesta tabela podem ser diferentes dos volumes na tabela de produção, que mostra os volumes de produção de gás natural disponíveis para venda.

As tabelas a seguir mostram os números bruto e líquido dos poços de petróleo e gás natural e o total bruto e líquido da área desenvolvida e não desenvolvida de petróleo e gás natural na qual a Petrobras tem participação em 31 de dezembro de 2010.

Poços produtores líquido e bruto e áreas líquidas desenvolvidas e não desenvolvidas

	Em 31 de dezembro de 2010							
	Petróleo		Gás natural		Óleo sintético		Gás sintético	
	(em acres)							
Poços produtores bruto e líquido: (1)	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido
Subsidiárias consolidadas								
Brasil	8.196	8.192	267	262	0	0	0	0
Internacional								
América do Sul (fora do Brasil)	5.120	3.856	920	829	0	0	0	0
América do Norte	10	5	8	4	0	0	0	0
África	37	7	0	0	0	0	0	0
Total Internacional	5.167	3.868	928	833				
Total produção	13.363	12.060	1.195	1.095	0	0	0	0
Participação e afiliadas não consolidadas:								
América do Sul (fora do Brasil)	391	103	31	11	0	0	0	0
Total líquido e bruto de poços produtores	13.754	12.163	1.226	1.106	0	0	0	0

	Em 31 de dezembro de 2010							
	Petróleo		Gás natural		Óleo sintético		Gás sintético	
	(em acres)							
Áreas desenvolvidas líquido e bruto	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido
Brasil	3.919.314	3.696.159	144.719	120.901	34.595	34.595	0	0
Internacional								
América do Sul (fora do Brasil)	898.236	593.463	1.602.877	989.453	0	0	0	0
América do Norte	10.535	6.033	18.997	7.197	0	0	0	0
África	343.003	53.554	0	0	0	0	0	0
Total Internacional	1.251.774	653.050	1.621.874	996.650	0	0	0	0
Total produção	5.171.088	4.349.209	1.766.593	1.117.551	34.595	34.595	0	0
Participação e afiliadas não consolidadas:								
América do Sul (fora do Brasil)	262.624	64.095	12.067	3.898	0	0	0	0
Total líquido e bruto de áreas desenvolvidas	5.433.712	4.413.304	1.778.660	1.121.449	34.595	34.595	0	0

	Em 31 de dezembro de 2010							
	Petróleo		Gás natural		Óleo sintético		Gás sintético	
	(em acres)							
Áreas não desenvolvidas líquido e bruto	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido
Brasil	930.046	752.708	528.864	519.899	0	0	0	0
Internacional								
América do Sul (fora do Brasil)	759.489	639.742	2.744.955	1.775.942	0	0	0	0
América do Norte	2.799	2.744	2.551	2.048	0	0	0	0
África	301.571	51.903	0	0	0	0	0	0
Total Internacional	1.063.859	694.389	2.747.506	1.777.990	0	0	0	0
Total consolidado	1.993.905	1.447.097	3.276.370	2.297.889	0	0	0	0
Participação e afiliadas não consolidadas:								
América do Sul (fora do Brasil)	180.595	46.211	29.830	9.883	0	0	0	0
Total líquido e bruto de áreas não desenvolvidas	2.174.500	1.493.308	3.306.200	2.307.772	0	0	0	0

(1) Um poço ou área "bruta" é aquele no qual há participação de trabalho total ou parcial, enquanto o número de poços ou áreas "líquido" é a soma das participações integrais ou parciais em áreas ou poços brutos.

A tabela a seguir determina o número de poços produtores líquidos, de exploração seca e em desenvolvimento que foram perfurados nos últimos três anos.

Poços produtores líquidos, exploratórios secos e de desenvolvimento			
	2010	2009	2008
Poços líquidos exploratórios produtores perfurados:			
Subsidiárias consolidadas:			
Brasil	60,1	35,7	50,3
América do Sul (fora do Brasil)	3,7	1,2	2,2
América do Norte	0,0	0,2	0,8
África.....	0,2	0,5	0,1
Outros.....	0,7	0,0	1,3
Total subsidiárias consolidadas.....	<u>64,7</u>	<u>37,6</u>	<u>54,7</u>
Participação e afiliadas não consolidadas:			
América do Sul (fora do Brasil).....	0,0	0,0	0,0
Total poços exploratórios produtores perfurados:	<u>64,7</u>	<u>37,6</u>	<u>54,7</u>
Poços líquidos exploratórios perfurados:			
Subsidiárias consolidadas:			
Brasil	39,5	55,7	71,2
América do Sul (fora do Brasil)	2,6	2,0	6,6
América do Norte	0,0	1,0	0,3
África.....	1,7	1,1	0,0
Outros	0,0	0,0	0,0
Total subsidiárias consolidadas.....	<u>43,8</u>	<u>59,8</u>	<u>78,1</u>
Participação e afiliadas não consolidadas:			
Venezuela	0,0	0,0	0,00
Total poços exploratórios secos perfurados:.....	<u>43,8</u>	<u>59,8</u>	<u>78,1</u>
Número total de poços líquidos perfurados.....	<u>108,5</u>	<u>97,4</u>	<u>132,8</u>
Poços líquidos produtores de desenvolvimento perfurados:			
Subsidiárias consolidadas:			
Brasil	555,3	546,2	369,0
América do Sul (fora do Brasil)	179,6	57,0	163,2
América do Norte	1,1	0,0	0,0
África.....	1,3	1,7	2,2
Outros	0,0	0,0	0,0
Total subsidiárias consolidadas.....	<u>737,3</u>	<u>604,9</u>	<u>534,4</u>
Participação e afiliadas não consolidadas:			
Venezuela	4,0	6,0	6,0
Total poços de desenvolvimento produtores perfurados:.....	<u>741,3</u>	<u>610,9</u>	<u>540,4</u>
Poços líquidos de desenvolvimento secos perfurados:			
Subsidiárias consolidadas:			
Brasil	3,0	9,8	4,0
América do Sul (fora do Brasil)	0,0	0,0	0,0
América do Norte	0,0	0,0	0,0
África.....	0,0	0,0	0,0
Outros	0,0	0,0	0,0
Total subsidiárias consolidadas.....	<u>3,0</u>	<u>9,8</u>	<u>4,0</u>
Participação e afiliadas não consolidadas:			
Venezuela	0,0	0,0	1,0
Total poços de desenvolvimento secos perfurados:.....	<u>3,0</u>	<u>9,8</u>	<u>5,0</u>
Número total de poços líquidos perfurados	<u>744,3</u>	<u>620,7</u>	<u>545,4</u>

A tabela a seguir resume o número de poços no processo de perfuração em 31 de dezembro de 2010. Para mais informações sobre as nossas atividades de exploração e produção atuais no Brasil, consulte “- Exploração e Produção”. As nossas atividades atuais de exploração e produção fora do Brasil estão descritas em “- Internacional”.

Número de poços sendo perfurados conforme dados de 31 de dezembro de 2010		
	Fim do ano 2010	
	Bruto	Líquido
Perfuração de poços		
Subsidiárias consolidadas:		
Brasil	32,0	24,9
Internacional		
América do Sul (fora do Brasil).....	227,0	186,1
América do Norte.....	2,0	1,1
África	16,0	3,3
Outros	2,0	0,7
Total Internacional	247,0	191,2
Total produção consolidada	279,0	216,1
Participação e afiliadas não consolidadas:		
Venezuela	14,0	4,0
Total perfuração de poços	293,0	220,1

A tabela a seguir determina os preços médios da produção e os custos médios da produção por área geográfica e por tipo de produto nos últimos três anos.

	Brasil	América do Sul (exceto Brasil)	América do Norte	África	Total	Participação e afiliadas não consolidadas (2)
	(US\$)					
Durante 2010						
Preços médios de produção						
Petróleo, por barril	74,66	57,17	74,53	79,44	74,12	75,54
Gás natural, por mil metros cúbicos (1).....						
.....	2,60	2,55	4,56	-	2,49	-
Óleo sintético, por barril	66,78	-	-	-	66,78	-
Gás sintético, por mil metros cúbicos (1)						
.....	7,06	-	-	-	7,06	-
Custos médios de produção, por barril - total.....						
.....	13,17	8,10	23,15	4,37	12,54	6,26
Durante 2009						
Preços médios de produção						
Petróleo, por barril	54,22	46,00	62,23	68,09	54,18	64,64
Gás natural, por mil metros cúbicos (1).....						
.....	3,76	2,06	3,87	-	2,87	-
Óleo sintético, por barril	50,88	-	-	-	50,88	-
Gás sintético, por mil metros cúbicos (1)						
.....	2,97	-	-	-	2,97	-
Custos médios de produção, por barril - total.....						
.....	9,91	7,06	22,64	9,15	9,69	17,12
Durante 2008						
Preços médios de produção						
Petróleo, por barril	81,55	61,96	108,05	67,65	80,54	87,96
Gás natural, por mil metros cúbicos (1).....						
.....	6,69	2,58	9,94	-	5,07	-
Óleo sintético, por barril	-	-	-	-	-	-
Gás sintético, por mil metros cúbicos (1)						
.....	-	-	-	-	-	-
Custos médios de produção, por barril - total.....						
.....	12,34	6,40	17,49	7,28	11,82	20,98

(1) Os volumes de gás natural usados no cálculo dessa tabela são os volumes de produção de gás natural disponível para venda e estão mostrados na tabela de produção acima.

(2) Operações na Venezuela.

Item 4A. Comentários Não-Resolvidos de Equipe

Não aplicável

Item 5. Revisão e Estimativas Operacionais e Financeiras

Discussão da Administração e Análise da Condição Financeira e Resultados das Operações da Petrobras

A discussão a seguir sobre nossa condição financeira e resultados operacionais deve ser lida juntamente com as demonstrações financeiras consolidadas e as notas explicativas na página F-2 deste relatório anual.

Visão Geral

Nossas receitas advêm de:

- vendas no país, que consistem em vendas de derivados (tais como óleo diesel, gasolina, combustível para aeronaves, nafta, óleo combustível e gás liquefeito de petróleo), gás natural, etanol, energia elétrica e produtos petroquímicos;

- vendas de exportação, que consistem principalmente em vendas de petróleo e derivados;
- vendas internacionais (excluindo vendas de exportação), que consistem em vendas de petróleo, gás natural e derivados que são comprados, produzidos e refinados no exterior; e
- outras fontes, incluindo receitas com serviços, investimentos e ganhos cambiais estrangeiros.

Nossas despesas incluem:

- custos de vendas (compostos por despesas trabalhistas, custos operacionais e compras de petróleo e derivados); manutenção e reparo de imobilizado; depreciação e amortização de ativos fixos; exaustão de campos de petróleo; e custos de exploração;
- vendas (que incluem despesas com transporte e distribuição de nossos produtos), despesas gerais e administrativas; e
- despesas com juros, perdas monetárias e cambiais estrangeiras.

As oscilações de nossa posição financeira e dos resultados das operações são resultantes da combinação de vários fatores, incluindo:

- o volume de petróleo, derivados e gás natural que produzimos e vendemos;
- alterações nos preços internacionais do petróleo e derivados, que são expressos em dólares americanos;
- mudanças relacionadas nos preços nacionais do petróleo e derivados, que são expressas em reais;
- flutuações nas taxas de câmbio real/dólar e peso argentino/dólar; e
- o valor dos impostos sobre a produção que somos obrigados a pagar em relação às nossas operações.

Volumes e Preços de Vendas

A rentabilidade de nossas operações em qualquer período contábil determinado está relacionada ao volume de vendas e aos preços do petróleo, derivados e gás natural que vendemos. Nossas vendas líquidas consolidadas em 2010 totalizaram aproximadamente 1.343.167 mil barris de óleo equivalente, representando US \$ 120.052 milhões em receita operacional líquida, em comparação com 1.215.087 mil barris de óleo equivalente, representando US\$ 91.869 milhões em receita operacional líquida em 2009, e aproximadamente 1.227.106 mil barris de óleo equivalente, representando US\$118.257 milhões em receita operacional líquida em 2008.

Como empresa verticalmente integrada, processamos a maior parte de nossa produção de petróleo em nossas refinarias, e vendemos os derivados refinados principalmente no mercado brasileiro. Deste modo, são os preços dos derivados, e não os preços do petróleo, que afetam mais diretamente nossos resultados financeiros. Entretanto, conforme aumentam a produção de petróleo e sua exportação, a produção de petróleo terá uma importância relativamente maior.

Os preços dos derivados variam com o tempo em função de muitos fatores, incluindo o preço do petróleo. A longo prazo, pretendemos vender nossos produtos no Brasil em paridade com os preços dos produtos internacionais; entretanto, não costumamos ajustar nossos preços para a gasolina, o

diesel e o GLP para refletir a volatilidade a curto prazo nos mercados internacionais. Conseqüentemente, aumentos ou reduções rápidas ou prolongadas no preço internacional do petróleo e derivados do petróleo podem resultar em margens de atividades secundárias que são substancialmente diferentes daquelas de outras companhias de petróleo integradas internacionais, em um determinado período de reporte financeiro.

Os preços médios do Brent, petróleo de referência internacional, foram de aproximadamente US\$ 79,47 por barril em 2010, US\$ 61,51 por barril em 2009 e US\$ 96,99 por barril em 2008. Em dezembro de 2010, os preços de petróleo do Brent mantiveram uma média de US\$ 91,80 por barril. Os preços do petróleo do Brent apresentaram uma média de US\$ 104,97 por barril no primeiro trimestre de 2011. Anunciamos as quedas de preços de 4,5% para a gasolina e 15% para o diesel no mercado nacional em junho de 2009 de modo a refletir os preços internacionais dos derivados. O aumento na CIDE pelo governo brasileiro compensou totalmente a redução nos preços da gasolina e parcialmente a redução nos preços do diesel. Desde junho de 2009, não houve mudanças nos preços do diesel e da gasolina.

Durante o ano de 2010, aproximadamente 68,2% de nossa receita operacional líquida originaram-se das vendas de petróleo e derivados no Brasil, em comparação com 72,3% em 2009 e 60,9% em 2008. À medida que as receitas de exportação de petróleo e derivados foram diminuindo, as vendas locais, como percentual das receitas operacionais líquidas, aumentaram.

Nossas receitas derivam principalmente das vendas no Brasil. A tabela a seguir demonstra nossas vendas nacionais por volume dos derivados, gás natural e etanol para os exercícios de 2010, 2009 e 2008:

	Para Exercício Findo em 31 de Dezembro de								
	2010			2009			2008		
	Volume	Preço Líquido Médio	Receitas operacionais líquidas	Volume	Preço Líquido Médio	Receitas operacionais líquidas	Volume	Preço Líquido Médio	Receitas operacionais líquidas
(mbbl, a menos que esteja expresso de outra forma)	(US\$ (1))	(US\$ milhões)	(mbbl, a menos que esteja expresso de outra forma)	(US\$ (1))	(US\$ milhões)	(mbbl, a menos que esteja expresso de outra forma)	(US\$ (1))	(US\$ milhões)	
Produtos de energia:									
Gasolina automotiva	143.947	81,59	11.744	123.412	73,55	9.077	114.544	91,44	10.474
Diesel	295.297	97,51	28.793	270.099	93,71	25.312	273.877	109,65	30.030
Etanol	155	70,97	11	294	71,43	21	34	58,82	2
Óleo combustível (incluindo combustível para tanques)	36.481	68,61	2.503	37.235	48,23	1.796	35.541	82,29	2.925
Gás liquefeito de petróleo	79.695	47,27	3.767	76.759	41,00	3.148	77.796	45,42	3.533
Total de produtos de energia	555.575		46.818	507.799		39.354	501.792		46.964
Produtos não relacionados à energia:									
Nafta petroquímica	61.111	64,33	3.931	59.832	44,07	2.637	55.135	80,91	4.461
Outros	140.648	91,75	12.904	133.836	65,11	8.714	112.198	104,77	11.755
Total produtos não relacionados à energia	201.759		16.835	193.668		11.351	167.333		16.216
Gás natural (boe)	116.271	40,44	4.702	87.468	39,55	3.459	114.100	44,64	5.093
Sub-total	873.605	78,24	68.355	788.934	68,65	54.164	783.225	87,17	68.273
Distribuição vendas líquidas	277.822	135,14	37.545	227.320	131,12	29.807	254.971	121,21	30.904
Vendas entre companhias líquidas	(285.172)	84,04	(23.967)	(265.697)	66,11	(17.564)	(247.738)	109,42	(27.107)
Total mercado interno	866.255	94,58	81.933	750.558	88,48	66.407	790.458	91,17	72.070
Vendas de exportação líquidas	253.063	74,75	18.916	244.974	55,32	13.551	235.349	83,31	19.607
Vendas internacionais líquidas	53.183	145,01	7.712	103.056	57,03	5.877	59.713	101,73	6.075
Outros	170.666	54,50	9.301	116.499	42,76	4.982	141.586	129,74	18.370
Sub-total	476.912	75,34	35.929	464.529	52,55	24.410	436.648	100,89	44.052
Serviços	—	—	2.190	—	—	1.052	—	—	2.135
Vendas líquidas consolidadas	1.343.167		120.052	1.215.087		91.869	1.227.106		118.257

Preço Médio Líquido calculado ao dividir as vendas líquidas pelo volume no exercício.

(1)

Efeitos da Tributação em nossos Lucros

Além dos impostos pagos em nome dos consumidores aos governos federal, estaduais e municipais, tais como o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), temos que pagar três impostos principais cobrados sobre nossas atividades de produção de petróleo no Brasil: royalties, participação especial e bônus de retenção. Consulte o Item 4. “Informações sobre a Companhia—Regulamentação da Indústria de Petróleo e Gás no Brasil — Regulamentação sobre Exploração e Desenvolvimento” e Item 3. “Informações Principais — Fatores de Risco — Riscos Relativos ao Brasil.”

Esses encargos cobrados pelo governo brasileiro estão incluídos no nosso custo dos produtos vendidos. Além disso, estamos sujeitos à tributação sobre a renda a uma alíquota efetiva de 25% e imposto sobre contribuição social a uma alíquota efetiva de 9%, a alíquota padrão para imposto de renda pessoa jurídica no Brasil. Consulte a Nota 3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010.

Inflação e Variação da Taxa de Câmbio

Inflação

Desde a introdução do Real como moeda brasileira em julho de 1994, a inflação no Brasil permanece relativamente estável. A inflação foi de 5,90% em 2010, 4,31% em 2009 e 5,90% em 2008, de acordo com a medição pelo IPCA, o Índice de Preços ao Consumidor. A inflação afetou e pode continuar afetando nossa condição financeira e nossos resultados operacionais.

Variação Cambial

Desde que adotamos o real como nossa moeda funcional em 1998, as flutuações no valor do real comparadas com as do dólar americano tiveram múltiplos efeitos em nossos resultados operacionais.

Nossa moeda de reporte em todos os períodos é o dólar americano. Mantemos nossos registros financeiros em reais e convertemos nossas demonstrações de resultado para dólares americanos pela alíquota média do período. Embora uma parte significativa de nossas receitas esteja em reais, nossas receitas são e continuarão a ser vinculadas aos preços internacionais baseados em dólar americano, uma vez que, na prática, todas as nossas vendas são de petróleo ou derivados. Quando o real estava relativamente forte em relação ao dólar, o que ocorreu entre 2003 e a primeira metade de 2008, o efeito foi, no geral, o aumento tanto das receitas quanto das despesas expressas em dólares americanos. Quando o real se fortalece, os preços dos nossos produtos expressos em reais podem permanecer constantes, enquanto que, em dólares, podem aumentar.

Em 2010, o real foi valorizado em 13,5% em relação ao dólar americano, em comparação à desvalorização de 8,1% em 2009 e uma valorização de 5,7% em 2008. Quando o real enfraquece em relação ao dólar americano, nossos preços quando expressos em dólares caem, a menos que aumentemos os preços.

Os ajustes de conversão possuem um impacto significativo no balanço patrimonial de uma companhia como a nossa, cujos ativos são principalmente expressos em reais, mas cujos passivos são principalmente expressos em moedas estrangeiras. Os valores dos ativos diminuem em dólares americanos quando o real é desvalorizado. As alterações nos valores de nossos ativos são registradas no patrimônio líquido, mas não afetam necessariamente nossos fluxos de caixa, uma vez que nossas receitas de caixa estão em grande parte vinculadas ao dólar Americano e uma parte de nossas despesas operacionais está vinculada ao real. Consulte a Nota 2 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010, para obter mais informações sobre a conversão dos valores de reais para dólares americanos.

A variação cambial também afeta o valor dos lucros acumulados disponíveis para distribuição quando medidos em dólares americanos. Os valores reportados como disponíveis para distribuição em nossos registros contábeis estatutários calculados em reais e preparados de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos no Brasil aumentam ou diminuem quando medidos em dólares americanos conforme o real é valorizado ou

desvalorizado em relação ao dólar americano. Além disso, a variação cambial cria ganhos ou perdas em câmbio estrangeiro que estão incluídos em nossos resultados das operações determinados de acordo com os princípios contábeis brasileiros e que afetam o valor de nossos lucros não acumulados disponíveis para distribuição.

Resultados de Operações

As diferenças em nossos resultados das operações de ano para ano ocorrem em função de uma combinação de fatores, que incluem, principalmente: o volume de petróleo, derivados e gás natural que produzimos e vendemos, o preço pelo qual vendemos nosso petróleo, derivados e gás natural e o diferencial entre a taxa de inflação brasileira e a depreciação ou valorização do real em relação ao dólar americano.

A tabela a seguir demonstra o valor de alteração de cada uma dessas variáveis durante os últimos três exercícios:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Produção de petróleo e GNL (mmbbl/d):			
Brasil	2.004	1.971	1.855
Internacional	144	132	111
Produção internacional não consolidada (1).....	8	10	13
Total produção de petróleo e GNL	<u>2.156</u>	<u>2.113</u>	<u>1.979</u>
Alteração na produção de petróleo e GNL	2,0%	6,8%	3,2%
Preço de venda médio para petróleo (US\$ /barril):			
Brasil	74,66	54,22	81,55
Internacional	66,42	53,58	63,16
Produção de gás natural (mmcf/d)			
Brasil	2.004	1.902	1.926
Internacional	558	576	594
Produção internacional não consolidada (1).....	—	—	6
Total produção de gás natural	<u>2.562</u>	<u>2.478</u>	<u>2.526</u>
Alteração na produção de gás natural (vendida apenas).....	3,4%	(1,9%)	9,9%
Preço médio de venda para gás natural (US\$ /mcf):			
Brasil	2,60	3,76	6,69
Internacional	2,36	2,11	2,84
Taxa de câmbio de final de exercício (Reais/US\$)	1,66	1,74	2,34
Valorização (depreciação) durante o exercício (2)	4,3%	25,5%	(31,9%)
Taxa de câmbio média para o exercício (Reais/US\$)	1,76	2,00	1,84
Valorização (depreciação) durante o exercício(3)	13,5%	(8,1%)	5,7%
Taxa de inflação (IPCA)	5,9%	4,3%	5,9%

(1) Companhias não consolidadas na Venezuela.

(2) Baseada na taxa de câmbio para o fim de exercício.

(3) Baseada na taxa de câmbio média para o exercício.

Resultados de Operações—2010 comparado a 2009

Virtualmente, todas as nossas receitas e despesas com as atividades brasileiras são especificadas e pagas em reais. Quando o real está valorizado em relação ao dólar, como no ano de 2010 (valorização de 13,5%), o resultado é geralmente aumentar tanto as receitas e despesas quando expressam em US\$. No entanto, a valorização do real contra o dólar norte-americano afeta os itens discutidos abaixo de diferentes maneiras. Em consequência disso, a comparação a seguir de nossos resultados de operações em 2010 e em 2009 sofreu um impacto com o aumento do valor do real contra o dólar norte-americano nesse período. Consulte a observação 2 de nossos demonstrativos financeiros consolidados auditados para o ano com término em 31 de dezembro de 2010 para mais informações sobre a conversão dos valores expressos em real para dólar.

Alguns valores de anos anteriores foram reclassificados para se adequar aos padrões de apresentação do ano atual. Essas reclassificações não tiveram nenhum impacto em nossa receita líquida.

Receitas

As vendas consolidadas de produtos e serviços aumentaram 30,2% para US\$150.852 milhões em 2009 comparados a US\$115.892 milhões em 2009. Esse aumento se deu em razão de:

- Maiores preços para nossas exportações de petróleo e derivados e preços mais altos para produtos vendidos no Brasil que são regularmente reajustados de modo a refletir os preços internacionais. Além disso, para todos os produtos vendidos no Brasil, a valorização média de 13,5% do real em relação às receitas aumentadas em dólares americanos sobre vendas quando expressas em dólares americanos;
- Um aumento de 12,9% nos volumes de vendas no mercado nacional por causa do forte crescimento econômico brasileiro, resultando em um aumento de 10,7% na demanda por produtos derivados do petróleo e um aumento de 32,9% na demanda por gás natural;
- um aumento na receita de US\$ 2.543 milhões como resultado de operações *offshore* realizadas pela PifCo para nossas atividades internacionais de comercialização, cujo aumento foi amplamente compensado por um aumento de US\$ 2.772 milhões em custos das mercadorias vendidas; e
- Um aumento de 2,3% no total de produção de petróleo e gás natural tanto nacional quanto internacional.

Os seguintes valores estão incluídos nas vendas dos produtos e serviços, arrecadados para os governos federal e estadual:

- *Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP), Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS)* e outros impostos sobre vendas de produtos e serviços e contribuições de previdência social. Esses impostos aumentaram 26,5%, ou seja, chegaram a US\$26.459 milhões em 2010, comparados a US\$20.909 milhões em 2009. Isso aconteceu principalmente devido aos maiores volumes de produção, maiores preços e maior volume de vendas internas; e
- *Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (CIDE)*, um imposto aplicado à venda e importação de petróleo, produtos derivados do petróleo e devido ao governo federal brasileiro, que aumentou 39,4%, de US\$4.341 milhões em 2010, comparados a US\$3.114 milhões em 2009. Isso aconteceu principalmente devido aos maiores volumes de produção e maior volume de vendas internas.

A receita de operação líquida aumentou 30,7%, de US\$120.052 milhões em 2010, comparado com US\$91.869 milhões em 2009. Esse aumento se deu em razão dos motivos citados acima.

Custo de Vendas (excluindo depreciação, esgotamento e amortização)

O custo das vendas em 2010 aumentou 43,5% para US\$70.694 milhões, comparados com US\$49.251 milhões em 2009. Esse aumento foi o resultado de:

- Um aumento de 52,4% (US\$7.596 milhões) nos custos de importação, principalmente devido ao aumento na demanda por produtos derivados do petróleo no Brasil, especialmente o diesel e o combustível de jato. O crescimento da demanda brasileira foi acompanhado pelos volumes maiores de importação, com preços de aquisição internacionais que aumentaram durante o ano;
- Um aumento de 40,5% (US\$3.116 milhões) nos impostos e taxas de produção em 2010 comparado com 2009, o que reflete um aumento de preços de referência do petróleo nos quais essas taxas e impostos se baseiam. As taxas e impostos são os seguintes:
 - Royalties, que aumentou de US\$3.558 milhões em 2009 para US\$5.340 milhões em 2010, um aumento de 50,1% em 2010 comparado com 2009;

- Taxa de participação especial (uma taxa a ser paga em caso de alta produção ou rentabilidade de nossos campos), que aumento de US\$4.094 milhões em 2009 para U.S. \$5.395 milhões em 2010, um aumento de 31,8% em 2010 se comparado a 2009; e
- Os custos associados com as taxas de aluguel das áreas, que aumentou de US\$46 milhões em 2009 para US\$80 milhões em 2010, um aumento de 73,2% em 2010 se comparado a 2009.

O aumento nas taxas e impostos de produção em 2010 aconteceu em razão do aumento de 29,3% no preço de referência para o petróleo nacional, que ficou em média em US\$70,34 em 2010 comparados a US\$54,40 em 2009, refletindo o aumento dos preços médios para petróleo no mercado internacional.

Depreciação, esgotamento e amortização

Nós calculamos a depreciação, o esgotamento e a amortização da maioria de nossos ativos de produção e exploração usando as unidades do método de produção. As despesas com depreciação, esgotamento e amortização aumentaram em 18,4%, passando a US\$8.507 milhões em 2010 comparados com US\$7.188 milhões em 2009, graças ao aumento nas despesas de capital e na produção de petróleo e gás.

Exploração, incluindo poço seco exploratório

Os custos de exploração, incluindo os custos com poços secos, aumentaram 16,4% e passaram de US\$1.981 milhões em 2010 comparado com US\$1.702 milhões em 2009. Excluindo o impacto da valorização do real, a exploração, incluindo os poços secos exploratórios, permaneceu relativamente constante durante 2010 em comparação com 2009.

Impairment das propriedades de petróleo e gás

Em 2010, nós registramos uma taxa de impairment de US\$ 402 milhões, comparados com US\$ 319 milhões em 2009. O aumento dessa taxa foi atribuído principalmente às propriedades de produção no Brasil com um alto nível de maturidade e produção insuficiente de petróleo e gás para cobrir os gastos com a produção (US\$ 346 milhões), assim como as deficiências dos ativos para vendas, principalmente nos segmentos de refino e distribuição na Argentina (US\$ 56 milhões).

Se compararmos com 2009, a taxa de impairment foi atribuída às propriedades de produção no Brasil com altos níveis de maturidade e produção insuficiente de petróleo e gás para cobrir os custos de produção, principalmente no campo da Petrobrar de Água Grande.

Vide observações 9(c) e 20(b) de nossas demonstrações financeiras consolidadas para o ano com término em 31 de dezembro de 2010.

Despesas de vendas, gerais e administrativas

As despesas de vendas, gerais e administrativas aumentara 27,9% passando para US\$8.977 milhões em 2010 comparados com US\$7.020 milhões em 2009.

- As despesas de vendas aumentaram 33,7%, passando de US\$3.375 milhões em 2009 para US\$4.514 milhões para 2010. Esse aumento foi atribuído ao impacto da valorização do real, assim como as despesas mais altas associadas aos custos relativos aos 12,9% de aumento nos volumes de vendas nacional. O volume de vendas maior levou a maiores despesas de frete, além do aumento no uso e de custos de serviços de terceiros, assim como despesas maiores relacionadas aos navios de reconversão de GNL.
- As despesas gerais e administrativas aumentaram 22,4%, passando de US\$3.645 milhões em 2009 para US\$4.463 milhões para 2010. Esse aumento foi atribuído ao impacto da valorização do real, assim como as despesas mais altas com pessoas devido a maior quantidade de funcionários e aumentos salariais.

Despesas com pesquisa e desenvolvimento

As despesas com pesquisa e desenvolvimento aumentaram 45,8%, passando de US\$ 681 milhões em 2009 para US\$ 993 milhões em 2010. O aumento nas despesas se deu principalmente pelo aumento dos preços médios de vendas do petróleo, que são a base para uma provisão fixa de 0,5% para despesas com pesquisas e investimentos em desenvolvimento de universidades e instituições brasileiras conforme determinado por nossos contratos de concessão de petróleo e gás brasileiros.

Despesas de benefícios de funcionários para participantes não ativos

As despesas com benefícios de funcionários para participantes não ativos consistem em gastos financeiros associados com os nossos gastos com pensão e plano de saúde de funcionários aposentados. As despesas com benefícios de funcionários para participantes não ativos aumentaram 4,6% (US\$752 milhões em 2010 em comparação com US\$719 milhões em 2009), permanecendo relativamente constante durante o ano.

Outras despesas operacionais

As outras despesas operacionais aumentaram 15%, passando de US\$ 3.120 milhões em 2009 para US\$ 3.588 milhões em 2010.

As principais mudanças ocorridas entre 2010 e 2009 foram:

- Uma perda de US\$ 412 milhões devido à mudança nos métodos de investimento em participação, resultante da integração dos investimentos em petroquímicos na Braskem. Para mais informações, consulte a observação 17 (c) de nossos demonstrativos financeiros consolidados auditados do ano com término em 31 de dezembro de 2010;
- Um aumento de 27,5% (US\$152 milhões) em despesas com relações institucionais e projetos culturais, de US\$553 milhões em 2009 para US\$705 milhões em 2010;
- Um aumento de 24,8% (US\$69 milhões) em despesas relacionadas aos acordos de negociação coletiva, de US\$278 milhões em 2009 para US\$347 milhões em 2010;
- Um aumento de 15,4% (US\$28 milhões) em despesas com saúde, segurança e meio-ambiente, de US\$182 milhões em 2009 para US\$210 milhões em 2010;
- Um aumento de 8,1% (US\$25 milhões) em despesas com marcação de inventário para valor de mercado, de US\$308 milhões em 2009 para US\$33 milhões em 2010;

Esses aumentos foram parcialmente compensados por:

- Uma diminuição de 22,5% (US\$ 304 milhões) nas despesas para perdas e contingências relacionadas a procedimentos legais, de US\$ 1.349 milhões em 2009 para US\$ 1.045 milhões em 2010;
- Uma diminuição de 44,5% (US\$ 168 milhões) nas despesas para paradas não agendadas da usina e do equipamento, de US\$ 418 milhões em 2009 para US\$ 232 milhões em 2010; e
- Uma diminuição de 44,8% (US\$ 138 milhões) nas despesas operacionais nas usinas termelétricas, de US\$ 308 milhões em 2009 para US\$ 170 milhões em 2010.

Participação nos resultados de empresas não consolidadas

As participações nos resultados de empresas não consolidadas tiveram um aumento de 163,1%, com um ganho de US\$ 413 milhões em 2010 comparado com US\$ 157 milhões em 2009. Isso aconteceu principalmente

em razão da melhora dos resultados gerados pelas empresas distribuidoras de gás e empresas operando fora do Brasil.

Rendimento financeiro

Nós extraímos o nosso rendimento financeiro de diversas fontes, incluindo os juros de caixa e equivalentes de caixa. A maioria dos nossos equivalentes de caixa são títulos de curto prazo do governo federal brasileiro, incluindo títulos indexados em dólares norte-americanos. Nós também possuímos depósitos em dólares norte-americanos.

O rendimento financeiro aumentou 38,5%, de US\$ 1.889 milhões em 2009 para US\$2.630 milhões em 2010. O aumento foi atribuído à receita maior relacionada ao aumento dos títulos comerciais devido ao Acordo de Cessão (um aumento de US\$ 309 milhões) e à receita relativa aos investimentos financeiros (um aumento de US\$ 273 milhões). Uma quebra da receita financeira está determinada na observação 13 de nossos demonstrativos financeiros consolidados para o ano com término em 31 de dezembro de 2010.

Despesas financeiras

As despesas financeiras aumentaram 26,9%, de US\$ 1.295 milhões em 2009 para US\$1.643 milhões em 2010. Este aumento foi atribuído ao aumento das despesas financeiras relacionados ao nosso débito (um aumento de US\$ 1.722 milhões), parcialmente compensado pelo aumento dos juros capitalizados (que resultou em uma diminuição de US\$ 1.129 milhões nas despesas financeiras para 2010 em comparação com 2009) e pelas perdas reduzidas em instrumentos derivados (uma diminuição US\$ 254 milhões). Uma quebra da despesa financeira está determinada na observação 13 de nossos demonstrativos financeiros consolidados para o ano com término em 31 de dezembro de 2010.

Variação cambial e monetária

A variação cambial e monetária aumentou para um ganho de US\$714 milhões em 2010 em comparação com uma perda de US\$175 milhões em 2009. Esse ganho em 2010 em contraste com a perda em 2009 se deu principalmente em razão das baixas perdas cambiais estrangeiras em ativos monetários denominados nos Estados Unidos.

Outros impostos

Os outros impostos, consistindo de vários impostos sobre transações financeiras, aumentaram 57,1% passando para US\$523 milhões em 2010 comparados aos US\$333 milhões em 2009. Esse aumento foi atribuído principalmente ao impacto da valorização do real e também com as perdas sobre as quantias recuperáveis dos créditos fiscais.

Outras despesas, líquidas

Outras despesas, líquidas são compostas principalmente dos ganhos e perdas registradas nas vendas de ativos fixos e outras taxas não recorrentes. Outras despesas, líquidas totalizou um ganho de US\$ 82 milhões para 2010 comparado à perda de US\$61 milhões em 2009, principalmente devido à provisão de US\$147 milhões por perdas da Refinaria de Pasadena nos Estados Unidos, no primeiro trimestre de 2009.

Benefício do Imposto de Renda (despesa)

A renda antes dos impostos e participação minoritária aumentou 17,1% de US\$22.061 milhões em 2009 para US\$25.831 milhões em 2010. As despesas com imposto de renda aumentaram 21,3%, de US\$5.238 milhões em 2009 para US\$6.356 milhões em 2010 em razão do aumento da renda tributável. A reconciliação entre o imposto calculado de acordo com as taxas legais de impostos e a despesa do imposto de renda e as taxas em vigor conforme determinado na observação 3 de nossos demonstrativos financeiros consolidados para o ano com término em 31 de dezembro de 2010.

Rendimento líquido por segmento de negócio

Nós medimos o desempenho no nível do segmento com base no rendimento líquido. A seguir, uma demonstração do rendimento líquido de nossos seis segmentos de negócios em 31 de dezembro de 2010, em comparação com 31 de dezembro de 2009.

	Ano com término em 31 de dezembro de		Porcentagem
	2010	2009	
	(milhões de US\$)		(%)
Exploração e produção	16.351	9.683	68,9
Refino, Transporte e Comercialização	1.539	6.563	(76,6)
Distribuição	727	634	14,7
Gás e Energia	734	340	115,9
Internacional	799	(154)	(618,8)
Corporativo	(453)	(1.116)	(59,4)
Eliminações	(513)	(446)	15,0
Rendimento líquido	19.184	15.504	23,7

Exploração e produção

O nosso segmento de exploração e produção inclui as nossas atividades de exploração, desenvolvimento e produção no Brasil, Vendas e transferências de petróleo nos mercados nacionais e internacionais, transferências de gás natural para o nosso segmento de Gás e Energia e as vendas de produtos derivados do petróleo produzidos em nossas usinas de processamento de gás natural.

O rendimento líquido consolidado de nosso segmento de exploração e produção aumentou de US\$9.683 milhões em 2009 para US\$16.351 milhões em 2010, como resultado do seguinte:

- Um aumento no preço do petróleo, de US\$54,22 por barril em 2009 para US\$74,66 por barril em 2010, como resultado dos preços internacionais mais altos. Os preços mais altos também refletem a redução no spread entre o preço médio do petróleo nacional vendido/transferido e o preço médio do Brent, de US\$ 7,29/bbl em 2009 para US\$ 4,81/bbl em 2010, principalmente devido a maior demanda por óleo pesado do que óleo leve;
- Um aumento de 1,6% na produção de petróleo e GNL; e
- Perdas reduzidas e contingências relacionadas a procedimentos legais, principalmente uma cobrança de US\$1.034 milhões relacionados à participação especial no campo Marlim, que foi cobrado em operações em 2009.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por:

- Maiores impostos sobre produção, o que aumentou o preço do barril de US\$20,51 para US\$24,64 em razão dos maiores preços do petróleo;
- Um aumento nos custos de levantamento, de US\$ 8,78 por barril em 2009 para US\$ 10,03 em 2010, principalmente em virtude da valorização do real e do aumento dos custos de manutenção em nossos campos; e
- Despesas não recorrentes de US\$275 milhões relativas aos financiamentos de projeto nos campos de Barracuda e Caratinga.

Consulte o item 4. "Informações sobre a empresa – Visão geral do grupo – Mudanças nas reservas provadas" para informações sobre as mudanças nas reservas provadas.

Refino, Transporte e Comercialização

O nosso segmento de refino, transporte e comercialização (RTC) abrange o refino, logística, transporte, exportação e aquisição de petróleo, bem como a aquisição e venda de produtos derivados do petróleo e etanol. Além disso, esse segmento possui uma divisão petroquímica, que compreende os investimentos em empresas petroquímicas nacionais. O segmento de RTC compra petróleo da E&P e importa petróleo para ser misturado ao petróleo nacional. Além disso, o RTC adquire produtos derivados do petróleo nos mercados internacionais para suprir as demandas do mercado interno. O RTC adquire petróleo e derivados pelo preço internacional da E&P ou do mercado internacional, e vende os produtos no Brasil com preços que nós esperamos ser equivalentes aos preços internacionais no longo prazo. Para gasolina, diesel e GLP residencial, os preços no Brasil podem ser defasados em relação aos mercados internacionais. Dependendo do impacto dessa defasagem, os ganhos do RTC podem ser diferentes das margens de refino internacional. Em 2009, alguns preços de aquisição caíram e os preços estáveis de alguns dos nossos produtos resultaram em margens maiores em relação aos níveis internacionais. Em 2010, no entanto, o efeito foi o inverso.

O rendimento líquido mais baixo do RTC em 2010, com US\$1.539 milhões comparados com US\$6.563 milhões em 2009, foi principalmente devido aos custos maiores de aquisição/transferência e aos maiores custos de importação de derivados, tanto da E&P quanto dos mercados internacionais durante o ano de 2010, que não foram completamente compensados pelos maiores preços de venda do diesel, da gasolina e do GLP residencial.

Esses efeitos foram parcialmente compensados pelos volumes maiores de vendas de produtos nacionais derivados do petróleo (principalmente da gasolina, diesel e combustível de jato), e um aumento interno nos preços dos derivados, que são indexados com base nos preços internacionais.

Um aumento dos custos com refino, de US\$3,21 para US\$4,33 por barril, como resultado do fortalecimento do real, aumentou os custos com manutenção da refinaria e com aumento da quantidade de pessoal e prestação de serviço de terceiros, o que também contribuiu para uma receita reduzida.

Distribuição

O nosso segmento de distribuição abrange as atividades de distribuição de etanol e produtos derivados do petróleo conduzidos pela nossa subsidiária integral, a Petrobras Distribuidora S.A., no Brasil.

O aumento da receita líquida de nosso segmento de distribuição em 2010 em comparação com 2009 se deu principalmente devido às margens maiores de vendas e um aumento de 8% do volume de vendas. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelas despesas maiores com serviços de terceiros e gastos com pessoal, e pela provisão de ordem fiscal.

O segmento de distribuição contribuiu com 38,8% do mercado nacional de distribuição de combustíveis em 2010, em comparação com 38,6% em 2009.

Gás e Energia

O nosso segmento de Gás e Energia abrange a compra, venda, transporte e distribuição do gás natural produzido ou importado para o Brasil. Além disso, esse segmento inclui a nossa participação em empresas de gás locais, usinas de geração de energia termelétrica e duas usinas nacionais de fertilizantes.

A melhora no resultado do segmento de Gás e Energia em 2010 em comparação com 2009 se deu em virtude de:

- Maiores vendas de gás natural, graças ao crescimento no setor industrial e à demanda termelétrica;
- Maior demanda por geração de energia, que resultou em maior receita proveniente da geração termelétrica;

- Receita fixa maior proveniente dos leilões de energia;
- Custos de aquisição/transferência de gás natural nacional mais baixos, refletindo os preços internacionais; e
- Valorização do real em relação ao dólar.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por:

- Aumento dos custos de importação de GNL e importação de gás da Bolívia;
- Aumento das despesas de vendas relacionadas aos navios de reconversão de GNL.

Internacional

O nosso segmento internacional abrange as nossas atividades fora do Brasil, que incluem a exploração e produção, refino, transporte, comercialização e distribuição de gás e energia.

A melhora dos resultados em nosso segmento em 2010 em comparação com 2009 foi em virtude do aumento dos preços das commodities em 2010, assim como um aumento dos volumes de vendas de petróleo em razão do início das operações em Akpo, Nigéria, em março de 2009.

Resultados das operações — 2009 comparado com 2008

Virtualmente, todas as nossas receitas e despesas de nossas atividades no Brasil são expressas e pagas em Reais. Quando o Real enfraquece em relação ao dólar americano, como ocorreu em 2009 (uma desvalorização de 8,1%), o efeito é, geralmente, diminuir tanto as receitas quanto as despesas expressas em dólares americanos. Entretanto, a desvalorização do Real, frente ao dólar americano, afeta os itens das linhas discutidas a seguir de diferentes maneiras. A comparação a seguir entre os resultados das operações em 2009 e 2008 é impactada pelo aumento no valor do Real contra o dólar americano durante este período. Consulte a Nota 2 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2009 para obter mais informações sobre a conversão dos valores de reais em dólares americanos. Em 2010, iniciamos as operações

Certos valores de exercícios anteriores foram reclassificados para atender aos padrões de apresentação do exercício atual. Essas reclassificações não têm impacto em nossa receita líquida.

Receitas

As receitas operacionais líquidas diminuíram 22,3% para U.S.\$91.869 milhões em 2009 comparado com U.S.\$118.257 milhões em 2008. Esta queda ocorreu, basicamente, devido a uma redução nos preços médios de venda do petróleo e do gás natural no mercado interno e internacional e a uma redução de 1,9% nos volumes de vendas no mercado interno.

As vendas consolidadas de produtos e serviços diminuíram 20,9% para U.S.\$115.892 milhões em 2009 comparado com U.S.\$146.529 milhões em 2008, devido às reduções acima mencionadas.

Estão incluídos nas vendas dos produtos e serviços os seguintes valores que pagamos aos governos federal e estaduais:

- Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), contribuições para o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP), Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) e outros tributos sobre as vendas e serviços e contribuições para a seguridade social. Estes impostos diminuíram 16,5% para U.S.\$20.909 milhões em 2009 comparado com U.S.\$25.046 milhões em 2008, principalmente devido à queda nos preços e nos volumes de vendas internas; e

- Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (CIDE), o imposto de consumo aplicado sobre a venda e importação de óleo bruto, derivados e derivados de gás natural devido ao governo federal, que diminuiu 3,5% para U.S.\$3.114 milhões em 2009 comparado com U.S.\$3.226 milhões em 2008, principalmente devido à queda nos volumes de vendas internas.

Custo das Vendas (Excluindo Depreciação, Exaustão e Amortização)

O custo das vendas para 2009 diminuiu 32,4% para U.S.\$49.251 milhões comparado com U.S.\$72.865 milhões em 2008. Esta queda ocorreu, principalmente, devido a:

- queda de 46,5% (U.S.\$12.516 milhões) no custo de importações, devido a queda nos volumes e preços;
- queda de 38,5% (U.S.\$3.531 milhões) nos custos de nossas atividades de comércio internacional, devido à queda nas atividades *offshore* conduzidas pela PifCo;
- queda de 36,5% (U.S.\$4.465 milhões) nos impostos e taxas sobre a produção, incluindo royalties, que diminuíram 35,7% (U.S.\$1.988 milhões) em 2009 comparado com 2008; a tarifa de participação especial, que diminuiu 37,4% (U.S.\$2.464 milhões) em 2009 comparado com 2008; e taxas de arrendamento para áreas de concessão, que diminuiu 22,3% (U.S.\$13 milhões) em 2009 comparado com 2008. Esta queda nos impostos e taxas sobre a produção em 2009 ocorreu devido a uma redução de 32,2% no preço de referência usado para calcular os royalties de nossa produção interna, que alcançou uma média de U.S.\$54,40 em 2009 comparado com U.S.\$80,25 em 2008, refletindo o preço médio do Brent no mercado internacional; e
- queda de 60,6% (U.S.\$1.165 milhões) nos custos relativos à geração e compra de energia elétrica para venda.

Depreciação, Exaustão e Amortização

Calculamos a depreciação, exaustão e amortização da maioria dos nossos ativos de exploração e produção usando as unidades de método de produção. As despesas, exaustão e amortização aumentaram 21,3% para U.S.\$7.188 milhões em 2009 comparado com U.S.\$5.928 milhões em 2008, devido a investimentos maiores e aumento na produção de petróleo e gás.

Exploração, incluindo Poços Pioneiros Secos

Os custos de exploração, incluindo os custos para poços pioneiros secos, diminuíram 4,1% para U.S.\$1.702 milhões em 2009 comparado com U.S.\$1.775 milhões em 2008. Excluindo o impacto da depreciação do Real, a exploração permaneceu relativamente constante ao longo de 2009 comparado com 2008, incluindo os poços pioneiros secos.

Perda com Ativos de Propriedades de Petróleo e Gás

Em 2009, registramos um gasto com perda com ativos no valor de U.S.\$319 milhões comparado com U.S.\$519 milhões em 2008. A diminuição nestes gastos ocorreu principalmente devido a uma perda maior com ativos de exploração e produção em 2008, como resultado da queda nos preços futuros estimados do petróleo. Os gastos com perdas de ativos em 2008 foram atribuídos à perda do fundo de comércio na subsidiária indireta da Petrobras nos Estados Unidos, *Pasadena Refining System* (U.S.\$223 milhões), e à perda com ativos no campo Guajá da Petrobras e em outras propriedades produtoras no Brasil devido à redução nos preços internacionais do petróleo (U.S.\$171 milhões). Os gastos com perdas de ativos em 2009 foram atribuídos principalmente às propriedades produtoras no Brasil e os valores principais estão relacionados ao campo de Água Grande da Petrobras. Em 2009, os campos de petróleo e gás natural que apresentaram perdas já tinham níveis de maturação altos e, conseqüentemente, produziram uma quantidade insuficiente de petróleo e gás para cobrir os custos de produção. Este fator possui um efeito redutor na análise econômica que gerou o registro de uma provisão para

perdas com a desvalorização de alguns campos. Consulte as Notas 9(b) e 18(a) de nossas demonstrações financeiras consolidadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2009.

Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas

As despesas com vendas, gerais e administrativas diminuiram 5,5% para U.S.\$7.020 milhões em 2009 comparado com U.S.\$7.429 milhões em 2008.

As despesas com vendas diminuiram 4,0% para U.S.\$3.375 milhões em 2009 comparado com U.S.\$3.517 milhões em 2008. Excluindo o impacto da desvalorização do Real, as despesas com vendas permaneceram relativamente constantes ao longo de 2009 comparado com 2008.

As despesas gerais e administrativas diminuiram 6,8% para U.S.\$3.645 milhões em 2009 comparado com U.S.\$3.912 milhões em 2008. Excluindo o impacto da desvalorização do Real, as despesas gerais e administrativas permaneceram relativamente constantes ao longo de 2009 comparado com 2008.

Despesas com Pesquisa e Desenvolvimento

As despesas com pesquisa e desenvolvimento diminuiram 27,6% para U.S.\$681 milhões em 2009 comparado com U.S.\$941 milhões em 2008. A queda nas despesas ocorreu principalmente devido à queda nos preços do petróleo, que é a base para o cálculo da provisão fixa de 0,5% para as despesas com investimentos em pesquisas e desenvolvimento, em universidades e instituições brasileiras, exigida de acordo com os nossos contratos de concessão onerosa (U.S.\$267 milhões).

Despesas com Benefícios para Participantes Inativos

As despesas com benefícios para participantes inativos consistem em custos financeiros relativos aos nossos custos com plano de saúde e de pensão esperados para nossos empregados aposentados. Nossas despesas com benefícios para participantes inativos diminuiram 14,5% para U.S.\$719 milhões em 2009 comparado com U.S.\$841 milhões em 2008. Excluindo o impacto da desvalorização do Real, as despesas com benefícios para participantes inativos permaneceram relativamente constantes ao longo de 2009 comparado com 2008.

Outras Despesas Operacionais

Outras despesas operacionais aumentaram 17,1% para U.S.\$3.120 milhões em 2009 comparado com U.S.\$2.665 milhões em 2008.

As alterações mais significativas entre 2009 e 2008 foram:

- Aumento de 378,7% (U.S.\$1.034 milhões) nas despesas devido a impostos sobre participações especiais no campo Marlim em setembro de 2009, nos termos de um acordo entre a Petrobras e a ANP; e
- Aumento de 283,5% (U.S.\$309 milhões) nas despesas com paradas não programadas de instalações e equipamento, para U.S.\$418 milhões em 2009 comparado com U.S.\$109 milhões em 2008. Em 2009, 75% das interrupções não programadas ocorreram em nosso segmento de Exploração e Produção, 21% no Refino, Transporte e Comercialização, e 3% no Internacional.

Esses aumentos foram parcialmente compensados por:

- Queda de 43,5% (U.S.\$237 milhões) nas despesas com remarcação de inventário para valor de mercado, de U.S.\$308 milhões em 2009 comparado com U.S.\$545 milhões em 2008;
- Queda de 90,3% (U.S.\$214 milhões) nas despesas com multas contratuais, de U.S.\$23 milhões em 2009 comparado com U.S.\$237 milhões em 2008;

- Queda de 18,1% (U.S.\$122 milhões) nas despesas para relações institucionais e projetos culturais, de U.S.\$553 milhões em 2009 comparado com U.S.\$675 milhões em 2008;
- Queda de 13,7% (U.S.\$44 milhões) nas despesas relativas a acordos coletivos de trabalho, de U.S.\$278 milhões em 2009 comparado com U.S.\$322 milhões em 2008;
- Queda de 10,7% (U.S.\$37 milhões) nas despesas operacionais em usinas termelétricas, de U.S.\$308 milhões em 2009 comparado com U.S.\$345 milhões em 2008; e
- Queda de 15,0% (U.S.\$32 milhões) nas despesas com saúde, segurança e meio ambiente (SMS), de U.S.\$182 milhões em 2009 comparado com U.S.\$214 milhões em 2008.

Resultados da Participação em Companhias Não Consolidadas

Os resultados da participação em companhias não-consolidadas aumentaram, com um ganho de U.S.\$157 milhões em 2009 comparado com a perda de U.S.\$21 milhões em 2008, principalmente devido ao aumento de U.S.\$216 milhões em ganhos com investimentos em companhias afiliadas no setor petroquímico, comparado com os prejuízos em 2008 devido à variação cambial da dívida em dólar americano.

Receita Financeira

Obtemos nossa receita financeira de diversas fontes, incluindo juros com investimentos de alta liquidez. A maioria dos nossos investimentos de alta liquidez são títulos do governo brasileiro de curto prazo, incluindo os títulos indexados em dólares americanos. Também mantemos depósitos em dólar americano.

A receita financeira aumentou 15,7% para U.S.\$1.899 milhões em 2009 comparado com U.S.\$1.641 milhões em 2008. Este aumento foi atribuído principalmente a aumentos em investimentos financeiros e outros investimentos (aumento de U.S.\$445 milhões) e aumento na receita com títulos e valores mobiliários (aumento de U.S.\$209 milhões), parcialmente compensados pela redução de ganhos com instrumentos derivativos (redução de U.S.\$390 milhões). O desdobramento das receitas e despesas financeiras encontra-se na Nota 13 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2009.

Despesas Financeiras

As despesas financeiras aumentaram 52,7% para U.S.\$1.295 milhões em 2009 comparado com U.S.\$848 milhões em 2008. Esse aumento ocorreu principalmente devido ao aumento nas despesas financeiras relativas à nossa dívida corporativa e financiamentos de projetos (aumento de U.S.\$771 milhões). Esses aumentos foram parcialmente compensados por um aumento de 45,4% (U.S.\$659 milhões) às participações capitalizadas. O desdobramento das receitas e despesas financeiras encontra-se na Nota 13 de nossas demonstrações financeiras consolidadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2009.

Variação Monetária e Cambial

A variação monetária e cambial diminuiu para uma perda de U.S.\$175 milhões em 2009 comparado com o ganho de U.S.\$1.584 milhões em 2008. A perda em 2009 refere-se às perdas na variação cambial de ativos estrangeiros líquidos em dólares americanos que foram quase compensadas integralmente pela dívida líquida e pela variação cambial no financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

Outros Tributos

Outros tributos, consistindo em diversos tributos sobre transações financeiras, tiveram queda de 23,1% de U.S.\$333 milhões em 2009 comparado com U.S.\$433 milhões em 2008, devido à redução nas retenções de imposto de renda sobre a distribuição de dividendos de 2009 das subsidiárias estrangeiras (U.S.\$40 milhões do total da redução), e também da redução do PIS e COFINS devidos sobre atividades empresariais secundárias e à redução do IOF (redução de U.S.\$26 milhões).

Outras Despesas, Líquidas

Outras despesas, líquidas, são atribuídas principalmente a ganhos e perdas registrados sobre as vendas de ativos fixos e a outros gastos não recorrentes. Outras despesas, líquidas, tiveram uma redução de 72,9% referente à perda de U.S.\$61 milhões em 2009, comparado a perda de U.S.\$225 milhões em 2008, que inclui a baixa no valor de U.S.\$97 milhões do Bloco 31 no Equador no terceiro trimestre. Outras despesas líquidas, em 2009, foram atribuídas principalmente à perda de U.S.\$147 milhões da aquisição das ações remanescentes da Refinaria de Pasadena no primeiro trimestre de 2009, parcialmente compensadas pelo ganho de U.S.\$83 milhões com doações e subsídios no terceiro trimestre de 2009.

Benefício (Despesa) de Imposto de Renda

O imposto de renda e a participação minoritária diminuíram 18,3%, no valor de U.S.\$22,061 milhões em 2009 comparado com U.S.\$26,992 milhões em 2008. As despesas com imposto de renda diminuíram 43,4% no valor de U.S.\$5.238 milhões em 2009, comparado com U.S.\$9.259 milhões em 2008, devido principalmente a: redução na receita tributável; aumento na receita estrangeira sujeita à diferentes taxas de impostos (aumento de U.S.\$531 milhões); queda de mudança na despesa de imposto sobre reserve de avaliação (queda de U.S.\$906 milhões) e aumento de certos benefícios fiscais relativos à provisão para participação no patrimônio líquido (queda de U.S.\$336 milhões). A reconciliação entre o imposto calculado com base em taxas de impostos estatutárias para a despesa com imposto de renda e as alíquotas em vigor são demonstradas na Nota 3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2009.

Receita Líquida por Segmento de Negócios

Medimos o desempenho no nível do segmento com base na receita líquida. A seguir apresentamos uma discussão da receita líquida de nossos seis segmentos de negócios em 31 de dezembro de 2009, comparado com 31 de dezembro de 2008.

O segmento "Refino, Transporte e Comercialização" foi reportado anteriormente como "Abastecimento", sem representar mudanças nos fatores usados para identificar as atividades incluídas e nos valores reportados anteriormente.

	Exercício findo em 31 de dezembro		Variação (%)
	2009	2008	
	(Em milhões de dólares americanos)		
Exploração e Produção	9.683	21.031	(54,0)
Refino, Transporte e Comercialização	6.563	2.036	(422,3)
Distribuição	634	839	(24,4)
Gás e Energia	340	(183)	(285,8)
Internacional	(154)	(808)	(80,9)
Corporativo	(1.116)	(57)	(1857,9)
Eliminações	(446)	93	(579,6)
Receita Líquida	15.504	18.879	(17,9)

Exploração e Produção

Nosso segmento de Exploração e Produção inclui nossas atividades de exploração, desenvolvimento e produção no Brasil, vendas e transferências de petróleo nos mercados nacionais e estrangeiros, transferências de gás

natural para nosso segmento de Gás e Energia e vendas dos derivados produzidos nas usinas de processamento de gás natural.

A redução de 54,0% na receita líquida consolidada para nosso segmento de Exploração e Produção em 2009 comparado com 2008 reflete o declínio nos preços internacionais e a despesa eventual de U.S.\$1.034 milhões relativa à solução de uma disputa com a ANP, em torno do cálculo da participação especial no campo Marlin.

Os efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento de 6,3% na produção de petróleo e gás natural liquefeito e impostos sobre produção menores.

A margem de lucro entre o preço médio nacional de venda/transferência de petróleo e o preço médio do Brent diminuiu de U.S.\$15,44/bbl em 2008 para U.S.\$7,29/bbl em 2009 e reflete a recuperação do mercado internacional de petróleo pesado em relação ao petróleo leve uma vez que nossa produção consiste, principalmente, em petróleo pesado.

Consulte o Item 4 “Informações sobre a Companhia – Visão geral do Grupo – Mudanças nas Reservas Provasdas” para obter informações sobre as mudanças nas reservas provadas.

Refino, Transporte e Comercialização

Nosso segmento de Refino, Transporte e Comercialização inclui atividades de refino, logística, transporte, exportação e compra de petróleo, assim como a compra e venda de derivados e etanol. Além disso, este segmento inclui a divisão petroquímica, que inclui investimentos em companhias petroquímicas nacionais.

A melhoria nos resultados de nosso segmento de Refino, Transporte e Comercialização em 2009 comparado com 2008 ocorreu devido principalmente à nossa política de preço local para diesel, gasolina e GLP, o que nos permite evitar a transferência da volatilidade a curto prazo destes produtos no mercado internacional para o mercado brasileiro. Em 2009, os preços internacionais e, conseqüentemente, os custos de aquisição/transferência do petróleo e os custos de importação de derivados para nosso segmento de refino diminuíram muito mais rápido do que os preços adotados para as vendas locais de nossos principais produtos. Conseqüentemente, nossas margens de refino aumentaram substancialmente. Em 2008, ocorreu o contrário, uma vez que não aumentamos os preços no mesmo ritmo do mercado internacional e nossas margens foram reduzidas pelos altos custos de aquisição/transferência do petróleo.

Esses efeitos foram parcialmente compensados pela redução no preço médio de realização devido a queda nos preços de exportação e nos preços de vendas internas ajustados aos níveis de preço internacionais.

Distribuição

Nosso segmento de Distribuição compreende as atividades de distribuição de derivados e etanol conduzidas pela nossa subsidiária integral, a Petrobras Distribuidora S.A. – BR, no Brasil.

A redução na receita líquida com Distribuição em 2009 comparado com 2008 ocorreu principalmente devido a uma redução no preço médio de realização e o impacto da desvalorização do Real. Esse efeito foi parcialmente compensado pelo aumento de 13,3% no volume de vendas, refletindo a consolidação da Alvo Distribuidora.

Esse segmento respondeu por 38,6% do total do mercado distribuidor de combustíveis no Brasil em 2009 comparado com 34,9% em 2008.

Gás e Energia

Nosso segmento de Gás e Energia consiste, principalmente, na compra, venda, transporte e distribuição do gás natural produzido em ou importado para o Brasil. Além disso, este segmento inclui nossa participação no transporte do gás natural nacional, na distribuição de gás natural e na geração de energia termelétrica.

A melhoria nos resultados do nosso segmento de Gás e Energia ocorreu devido à redução dos custos com compra de energia elétrica de terceiros para atender aos nossos compromissos contratuais, redução dos custos com importação/transferência de gás natural refletindo os preços internacionais, aumento com receita fixa com vendas de energia elétrica e exportações e a redução com multas pagas por descumprimento de entregas de valores contratados de energia elétrica atribuíveis a melhorias em nossa infraestrutura de gás natural em 2008.

Esses efeitos foram parcialmente compensados pela redução da produtividade termelétrica resultante da abundância de chuvas que abasteceu as usinas hidroelétricas do Brasil e o declínio nos volumes de vendas de gás natural.

Internacional

O Área Internacional compreende nossas atividades em países que não o Brasil, que incluem exploração e produção, refino, transporte e comercialização, distribuição e gás e energia.

A melhoria nos resultados no segmento Internacional em 2009 comparado com 2008 ocorreu devido à melhoria nas margens brutas nas operações de refinaria nos Estados Unidos e Japão, aumento nos volumes de vendas, redução dos prejuízos com desvalorização de estoques, despesas com perdas com ativos e perdas tais como as relacionadas com a baixa do Bloco 31 no Equador, registrada em 2008. Esses efeitos foram compensados pela redução das margens resultante da queda nos preços internacionais do petróleo.

Informações Adicionais por Segmento de Negócios

A tabela a seguir mostra dados financeiros selecionados adicionais por segmento de negócios para 2010, 2009 e 2008:

	Para Exercício Findo em 31 de Dezembro de		
	2010	2009	2008
	(Em milhões de dólares americanos)		
Exploração e Produção			
Receitas líquidas de terceiros (1)(2)	242	476	973
Receitas líquidas entre segmentos.....	54.042	38.301	58.051
Total das receitas operacionais líquidas (2).....	54.284	38.777	59.024
Depreciação, exaustão e amortização	(5.757)	(4.344)	(3.544)
Receita líquida (3)	16.351	9.683	21.031
Gastos de capital	22.222	16.488	14.293
Ativo imobilizado, líquido	129.913	70.098	45.836
Refino, Transporte e Comercialização			
Receitas líquidas de terceiros (1)(2)(4)	64.991	48.768	68.787
Receitas líquidas entre segmentos (4)	32.549	25.539	26.872
Total das receitas operacionais líquidas (2)(4)	97.540	74.307	95.659
Depreciação, exaustão e amortização (4).....	(946)	(1.213)	(1.109)
Lucro líquido (perda) (3)(4)	1.539	6.563	(2.036)
Gastos de capital	15.356	10.466	7.234
Ativo imobilizado, líquido (4)	46.844	31.508	15.567
Distribuição			
Receitas líquidas de terceiros (1).....	36.613	29.071	30.315
Receitas líquidas entre segmentos.....	695	601	577
Total das receitas operacionais líquidas	37.308	29.672	30.892
Depreciação, exaustão e amortização	(203)	(176)	(165)
Receita líquida(3)	727	634	839
Gastos de capital	482	369	309
Ativo imobilizado, líquido	2.730	2.342	1.621
Gás e Energia			
Receitas líquidas de terceiros (1)(4)	7.482	5.085	8.158
Receitas líquidas entre segmentos (4)	1.025	881	1.187
Total das receitas operacionais líquidas (4).....	8.507	5.966	9.345
Depreciação, exaustão e amortização (4).....	(477)	(398)	(367)
Lucro líquido (perda) (3)(4)	734	340	(183)
Gastos de capital	4.099	5.116	4.256
Ativo imobilizado, líquido (4)	24.725	20.196	10.958
Internacional			
Receitas líquidas de terceiros (1).....	10.724	8.469	10.024
Receitas líquidas entre segmentos.....	2.739	1.728	916
Total das receitas operacionais líquidas	13.463	10.197	10.940
Depreciação, exaustão e amortização	(861)	(870)	(564)
Perda líquida (3).....	799	(154)	(808)
Gastos de capital	2.167	2.111	2.908
Ativo imobilizado, líquido	9.519	9.375	9.341

- (1) Como somos uma empresa verticalmente integrada, nem todos os nossos segmentos possuem receitas de terceiros significativas. Por exemplo, nosso segmento de exploração e produção responde por grande parte de nossas atividades econômicas e pelos investimentos, mas possui poucas receitas de terceiros.
- (2) As receitas para comercialização de petróleo para terceiros são classificadas de acordo com os pontos de venda, que podem ser tanto o segmento de Exploração e Produção quanto o de Refino, Transporte e Comercialização.
- (3) Para alinhar as declarações financeiras de cada segmento de negócio com as melhores práticas das companhias no setor de óleo e gás, e melhorar o entendimento de nossa administração, desde o primeiro trimestre de 2006, fizemos uma troca para alocar todos os resultados financeiros e itens de natureza financeira para o nível corporativo, incluindo os exercícios anteriores.
- (4) Os dados financeiros para 2010, 2009 e 2008 foram preparados à luz das alterações em segmentos de negócios devido à transferência do negócio de fertilizantes do segmento de "Refino, Transporte e Comercialização" para o segmento de "Gás e Energia".

Discussão e Análise da Administração da Condição Financeira e dos Resultados das operações da PifCo

Visão Geral

A PifCo é nossa subsidiária integral. Desse modo, a posição financeira e os resultados das operações da PifCo são significativamente afetados por nossas decisões. A capacidade da PifCo em atender às suas obrigações de dívidas pendentes depende de diversos fatores, incluindo:

- Nossa posição financeira e resultados das operações;
- Nossa disposição em continuar a realizar empréstimos à PifCo e a fornecer à PifCo outros tipos de suporte financeiro;
- A capacidade da PifCo de acessar fontes de financiamento, incluindo os mercados de capital internacionais e os recursos de crédito de terceiros; e
- A capacidade da PifCo de transferir nossos custos de financiamento para nós.

As receitas da PifCo advêm de:

- Vendas de petróleo e derivados para nós;
- Vendas de petróleo e derivados a terceiros e afiliadas; e
- O financiamento de vendas e empréstimos entre companhias para nós e investimentos em títulos mobiliários e outros instrumentos financeiros.

As despesas operacionais da PifCo incluem:

- Custo de vendas, que se constitui principalmente de compras de petróleo e derivados;
- Despesas com vendas, gerais e administrativas; e
- Despesas financeiras, principalmente de juros sobre suas linhas de crédito e endividamento de mercados de capitais, vendas de valores a receber e empréstimos entre companhias fornecidos por nós.

Conforme discutido abaixo, no item “Compras e Vendas de Petróleo e Derivados,” a PifCo está gradativamente reduzindo suas vendas de petróleo e derivados para nós e irá gradativamente reduzir suas vendas de petróleo e derivados a terceiros e, irá, finalmente, interromper definitivamente para que se torne nossa subsidiária de finanças. Como resultado, tanto sua receita quanto suas despesas operacionais com vendas de petróleo e atividades de comercialização irão gradativamente ser diminuídas até zero enquanto sua receita e despesas de operações de financiamento provavelmente aumentarão. A capacidade da PifCo em cumprir com suas obrigações de dívida em aberto tem sido historicamente e continuará a ser dependente de nossas condições financeiras, resultados de operação e nossa disposição em fornecer à PifCo vários tipos de suporte financeiro, entre outros fatores discutidos acima.

Compras e Vendas de Petróleo e Derivados

A PifCo compra petróleo e derivados de nós e os mantém em estoque e os revende fora do Brasil. Além disso, a PifCo compra e vende petróleo e derivados de e para terceiros e partes relacionadas, especialmente fora do Brasil. Em abril de 2010, a PifCo começou a vender petróleo e derivados do petróleo para nós em condições que permitem o pagamento em até aproximadamente 2010 dias, sem ágio. Antes de abril de 2010, no entanto, pagávamos pela remessa de petróleo e derivados que a PifCo nos vendia em um período de até 330 dias, o que nos permitia tempo suficiente para reunir a documentação necessária de acordo com a legislação brasileira para iniciar o processo de pagamento de nossas remessas. Durante este período, a PifCo normalmente financiava a

compra de petróleo e derivados através de fundos anteriormente fornecidos por nós ou por acordos comerciais financeiros com terceiros. Segundo estes acordos, o ágio decorrente da diferença entre o valor que a PifCo pagava por petróleo e derivados e o valor que pagávamos à PifCo foi diferido e reconhecido como parte da receita financeira da PifCo em uma base direta sobre o período no qual nossos pagamentos à PifCo se tornaram devidos. Uma vez que as remessas a nós com condições de pagamento de até 330 dias foram canceladas, o capital de giro correspondente não é mais necessário. As operações comerciais da PifCo, incluindo as que mantêm conosco, são realizadas de acordo com condições normais de mercados a preços comerciais.

A PifCo reduzirá gradativamente tanto suas vendas de petróleo e derivados para nós quanto suas vendas de petróleo e derivados a terceiros e, irá, finalmente, interromper definitivamente estas operações comerciais. A partir daquele momento, a PifCo se tornará uma subsidiária de finanças operando como um veículo para nós, de modo a levantar capital para nossas operações fora do Brasil através da emissão de títulos de dívida nos mercados de capital internacional, entre outros meios. Nosso suporte às obrigações de dívidas da PifCo tem sido e continuará sendo feito através de garantias incondicionais e irrevogáveis de pagamento.

Resultados de Operações—2010 comparado com 2009

Receita (Perda) Líquida

A PifCo registrou uma perda de US\$ 262 milhões em 2010 em comparação com um lucro líquido de US\$ 487 milhões em 2009.

Vendas de Petróleo, Derivados e Serviços

As vendas da PifCo de petróleo e derivados e serviços aumentou 20,5% em US\$ 34.759 milhões em 2010 em comparação com US\$ 28.850 milhões em 2009. Este aumento foi devido principalmente aos preços de vendas mais altos decorrente de um aumento de 29,2% nos preços médios do petróleo Brent, em US\$ 79,47 por barril em 2010 em comparação com US\$ 61,51 por barril em 2009.

Custo de Vendas

O custo de vendas aumentou 23,0% em US\$ 34.230 milhões em 2010 em comparação com US\$ 27.825 milhões em 2009. Este aumento foi proporcional ao aumento nas vendas de petróleo e derivados e serviços e foi devido principalmente às mesmas razões, além da formação de preço médio mais alta do petróleo e derivados adquiridos durante os períodos de alta nos preços internacionais.

Despesas de Vendas, Gerais e Administrativas

As despesas de vendas, gerais e administrativas da PifCo consistem principalmente de custos com remessas e taxas de serviços, incluindo serviços contábeis, jurídicos e de classificação. Estas despesas aumentaram 15,3% em US\$ 482 milhões em 2010 em comparação com US\$ 418 milhões em 2009. Os custos com remessas aumentaram 15,0% em US\$ 338 milhões em 2010 em comparação com US\$ 294 milhões in 2009, principalmente devido às alterações nas tendências internacional de mercado e rotas de expedição.

Outras Despesas Operacionais

As outras despesas operacionais da PifCo consiste principalmente em ajustes nas perdas com ativos dos estoques de petróleo e derivados. Estas despesas aumentaram 65,5% em US\$ 48 milhões em 2010 em comparação com US\$ 29 milhões em 2009.

Receita Financeira

A receita financeira da PifCo consiste no financiamento das vendas a empréstimos entre companhias por nós, investimentos em títulos mobiliários e outros instrumentos financeiros. A receita financeira da PifCo diminuiu

52,7% em US\$ 944 milhões em 2010 em comparação com US\$ 1.997 milhões em 2009. Essa redução ocorreu principalmente devido à queda na receita com financiamento de vendas e receita de títulos negociáveis diminuída.

Despesas Financeiras

As despesas financeiras da PifCo consistem nos juros pagos e provisionados nas dívidas em aberto da PifCo, outras tarifas relativas à emissão de dívida e outros instrumentos financeiros da PifCo. As despesas financeiras da PifCo diminuíram 42,5% em US\$ 1.202 milhões em 2010 em comparação com US\$ 2.090 milhões em 2009. Esta redução ocorreu principalmente devido à extinção de empréstimos intercompanhia da PifCo de nós.

Resultados das Operações — 2009 comparado com 2008

Receita (Prejuízo) Líquido

A PifCo registrou receita líquida de U.S.\$487 milhões em 2009 comparado com um prejuízo de U.S.\$772 milhões em 2008.

Vendas de petróleo, derivados e serviços

As vendas de petróleo e derivados e serviços da PifCo diminuíram 32,0% em U.S.\$28.850 milhões em 2009 comparado com U.S.\$42.443 milhões em 2008. Essa redução ocorreu principalmente devido à queda nos preços de venda resultante da queda de 37% nos preços médios do petróleo Brent, para U.S.\$62 por barril em 2009 comparado com U.S.\$97 por barril em 2008. Essa queda foi parcialmente compensada por um aumento de 11% nos volumes de vendas da PifCo, principalmente devido ao aumento nas vendas de petróleo e derivados comprados de terceiros e subsequentemente vendido à Petrobras.

Custo de Vendas

O custo de vendas diminuiu 34,1% para U.S.\$27.825 milhões em 2009 comparado com U.S.\$42.231 milhões em 2008. Essa redução foi proporcional à queda nas vendas de petróleo e derivados e serviços e ocorreu principalmente devido às mesmas razões, além da queda na formação de preço médio de estoque do petróleo e derivados adquiridos durante os períodos de baixa nos preços internacionais.

Despesas de Vendas, Gerais e Administrativas

As despesas de vendas, gerais e administrativas da PifCo consistem principalmente de custos com remessas e taxas de serviços, incluindo serviços contábeis, jurídicos e de classificação. Estas despesas diminuíram 25,6% em U.S.\$418 milhões em 2009 comparado com U.S.\$562 milhões em 2008. Os custos com remessas diminuíram 36,1% em U.S.\$289 milhões em 2009 comparado com U.S.\$452 milhões em 2008, principalmente devido à queda nos preços internacionais de frete.

Outras Despesas Operacionais

As outras despesas operacionais da PifCo consiste principalmente em ajustes nas perdas com ativos dos estoques de petróleo e derivados. Essas despesas caíram 95,0% para U.S.\$29 milhões em 2009 comparado com U.S.\$577 milhões em 2008, devido à redução no valor dos estoques como resultada da queda nos preços internacionais do petróleo.

Receita Financeira

A receita financeira da PifCo consiste no financiamento das vendas a empréstimos entre companhias por nós, investimentos em títulos mobiliários e outros instrumentos financeiros. A receita financeira da PifCo diminuíram 14,1% para U.S.\$1.997 milhões em 2009 comparado com U.S.\$2.325 milhões em 2008. Essa redução ocorreu principalmente devido à queda na receita com derivativos para os contratos de câmbio resultante da volatilidade nos preços médios internacionais do petróleo. Essa queda foi parcialmente compensada pelo aumento na receita com títulos mobiliários.

Despesas Financeiras

As despesas financeiras da PifCo consistem nos juros pagos e provisionados nas dívidas em aberto da PifCo, outras tarifas relativas à emissão de dívida e outros instrumentos financeiros da PifCo. As despesas financeiras da PifCo diminuíram 3,7% para U.S.\$2.090 milhões em 2009 comparado com U.S.\$2.170 milhões em 2008. Essa redução ocorreu principalmente devido à queda nos empréstimos entre companhias da Petrobras e foi parcialmente compensada pelo aumento nas despesas com juros relativas a emissões de Global Notes e linhas de crédito em 2009.

Liquidez e Recursos de Capital

Petrobras

Visão Geral

Nossos recursos são utilizados principalmente para despesas de capital, pagamentos de dividendos e refinanciamento de dívida. Em 2008, 2009 e 2010, atendemos estes requisitos com recursos gerados internamente, dívidas a curto prazo, dívidas a longo prazo, e caixa gerado por aumentos de capital. Para 2011 em diante, acreditamos que os recursos internamente gerados e os aumentos no endividamento, juntamente com nossa forte posição de disponibilidades, continuarão a nos permitir a atender aos nossos requisitos de capital atual. Em 2011, a maior necessidade de nosso caixa principal é voltada para nossos dispêndios de capital planejado de US\$ 54 bilhões, a parte remanescente dos dividendos anunciados, a participação no patrimônio líquido de US\$ 2.231 milhões e pagamentos principais de US\$ 2.988 milhões em nossa dívida de longo prazo, *leasing* e obrigações de financiamento de projeto.

Estratégia Financeira

O objetivo de nossa estratégia de financiamento é nos ajudar a alcançar as metas estabelecidas em nosso Plano de Negócios 2010-2014 lançado em 18 de junho de 2010, que prevê dispêndios de capital da ordem de US\$ 224 bilhões de 2010 até 2014. Nosso Plano de Negócios 2010-2014 prevê que completaremos o fluxo de caixa gerado internamente com resultados de nosso aumento de capital que concluímos em 1º de outubro de 2010 e aumento em nossa dívida líquida, que deve nos permitir manter uma estrutura de capital sólida que permanece dentro de nossa meta de índice de alavancagem financeira. Levantaremos o capital para dívida por diversos meios e por contratos de financiamento de longo prazo, incluindo a emissão de bônus nos mercados de capital internacionais, financiamento de fornecedores, financiamento de projetos e financiamentos bancários. Continuaremos com nossa política de prorrogação do prazo de vencimento de nossas dívidas.

Em 2011, pretendemos obter recursos para nossas necessidades financeiras através de uma combinação de saque parcelado do saldo de caixa e facilidades de crédito existentes ao final do exercício, bem como contratar nova dívida de uma grande variedade de fontes de financiamento tradicionais, incluindo mercados de capital de dívida mundiais, agências de crédito de exportação, bancos de desenvolvimento não-brasileiros, o BNDES, e bancos comerciais brasileiros e internacionais. Em 10 de maio de 2011, financiamos parte de nossas necessidades de 2011 até uma oferta de US\$ 6.000 milhões de Global Notes nos mercados de capital internacionais e US\$620,5 milhões oriundos de linhas de crédito e agências de crédito de exportação.

Nosso Plano de Negócios 2011-2015 está atualmente sob análise do nosso Conselho de Administração e será anunciado assim que o conselho concluir sua análise.

Regulamentação do Governo

Somos obrigados a submeter nosso orçamento de dispêndios anuais (Plano de Dispêndio Global ou PDG) ao Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão e ao Ministério de Minas e Energia. Após a análise destas agências, o Congresso Nacional deve aprovar o orçamento. Embora o nível total de nossos investimentos anuais seja regulado, a aplicação específica de recursos fica a nosso critério. Desde meados de 1991, obtivemos valores substanciais para nossos financiamentos de mercados de capital internacionais, principalmente através da emissão de papéis comerciais e de notas de curto, médio e longo prazo, e aumentamos nosso levantamento de recursos a longo prazo para itens com investimentos maiores, tais como as plataformas.

O Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão controla o valor total das dívidas de médio e longo prazo que nós e nossas subsidiárias brasileiras podemos incorrer através do processo de aprovação do orçamento anual. Antes de emitir a dívida de médio e longo prazo, nós, assim como nossas subsidiárias brasileiras, também devemos obter a aprovação da Secretaria do Tesouro Nacional.

Todas as nossas dívidas expressas em moeda estrangeira, bem com as de nossas subsidiárias brasileiras, devem ser registradas no Banco Central. Entretanto, as emissões de dívidas por nossas subsidiárias internacionais não estão sujeitas a registro no Banco Central ou aprovação pela Secretaria do Tesouro Nacional. Além disso, todas

as emissões de notas de médio e longo prazo e debêntures exigem aprovação de nosso Conselho de Administração. Os empréstimos que excederem os valores orçados aprovados para cada exercício também precisarão ser aprovados pelo Senado Brasileiro.

Origem de Recursos

Nosso fluxo de Caixa

Em 31 de dezembro de 2010, possuíamos disponibilidades de US\$ 17.633 milhões em comparação com US\$ 16,169 milhões em 31 de dezembro de 2009.

As atividades operacionais forneceram fluxos de caixa no valor de US\$ 28,495 milhões em 2010 em comparação com US\$ 24.920 milhões em 2009. O caixa gerado pelas atividades operacionais foi impactado principalmente pelas receitas operacionais líquidas, que aumentaram US\$ 28.183 milhões em 2010 em comparação com 2009, como resultado de maiores volumes de produção e preços maiores para nossos produtos, refletindo a recuperação de preço nos mercados internacionais.

O caixa líquido fornecido por atividades financeiras totalizou US\$ 35.386 milhões em 2010 em comparação com o caixa líquido fornecido por atividades financeiras de US\$ 16.935 milhões em 2009. Esse aumento ocorreu principalmente devido ao aumento de capital de US\$ 30.563 milhões gerados pela oferta global. Os fundos líquidos das atividades financiamento foi reduzido pelo pagamento de dividendos de US\$ 5.299 milhões em comparação com US\$ 7.712 milhões em 2009. Normalmente pagamos todos os dividendos no exercício seguinte ao anúncio dos resultados correspondentes. Em 2010, pagamos dividendos referentes a ganhos em 2009, bem como uma grande parcela de juros sobre patrimônio líquido relativos aos ganhos em 2010 em adiantamento ao fechamento de nosso exercício fiscal de 2010.

Nossa dívida líquida diminuiu para US\$ 36.701 milhões em 31 de dezembro de 2010 em comparação com os US\$ 41.733 milhões em 31 de dezembro de 2009, principalmente devido ao aumento do caixa levantado pela oferta global.

Dívida de Curto Prazo

Nossa dívida de curto prazo pendente serve principalmente para cobrir nosso capital de giro e nossas importações de petróleo e derivados, e é fornecida quase na sua totalidade por bancos internacionais. Em 31 de dezembro de 2010, nosso total de dívida de curto prazo totalizava US\$ 8.960 milhões em comparação com US\$ 8.431 milhões em 31 de dezembro de 2009.

Dívida de Longo Prazo

Nossa dívida de longo prazo pendente consiste principalmente da emissão de títulos em mercados de capital internacionais, debêntures emitidos em mercados de capital nacionais, valores em aberto garantidos por agências de crédito de exportação e agências multilaterais e empréstimos do BNDES e outras instituições financeiras e financiamentos de projeto. Nosso total de dívida de longo prazo totalizava US\$ 60.471 milhões em 31 de dezembro de 2010 em comparação com US\$ 49.041 milhões em 31 de dezembro de 2009. Este aumento foi devido principalmente a empréstimos internacionais, principalmente na forma saques sobre financiamentos obtidos através do China Development Bank bem como resultados na forma de Notas de Crédito de Exportação obtidas através do Banco do Brasil e da Caixa Econômica Federal. Esses recursos financeiros serão usados principalmente para o desenvolvimento de projetos relativos à produção de petróleo e gás, para a construção de navios e tubulações, bem como para a expansão de unidades industriais. Consulte a Nota 12 de nossas demonstrações financeiras consolidadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010, para obter mais informações.

Inclusos nestes valores, em 31 de dezembro de 2010, estão as seguintes emissões de dívidas internacionais:

Notas

Valor Principal

Notas

	Valor Principal (em milhões de dólares americanos)
Títulos da PESA a 9,38% com vencimento em 2013	200
Certificados Senior Trust da PifCo a 3,748% com vencimento em 2013(1)	200
Global Notes da PifCo a 9,125% com vencimento em 2013	750
Global Notes da PifCo a 7,75% com vencimento em 2014	600
Certificados Senior Trust da PifCo a 6,436% com vencimento em 2015(1)	550
Bônus em iene japonês da PifCo a 2,15% com vencimento em 2016(2)	430
Global Notes da PifCo a 6,125% com vencimento em 2016	899
Títulos da PESA a 5,88% com vencimento em 2017	300
Global Notes da PifCo a 8,375% com vencimento em 2018	750
Global Notes da PifCo a 5,875% com vencimento em 2018	1.750
Global Notes da PifCo a 7,875% com vencimento em 2019	2.750
Global Notes da PifCo a 5,75% com vencimento em 2020	2.500
Global Notes da PifCo a 6,875% com vencimento em 2040	1.500

A menos que haja observação em contrário, todas as dívidas são emitidas pela PifCo, com nosso suporte por meio de uma garantia.

(1) Emitidas em relação ao nosso programa de pré-pagamento de exportação.

(2) Emitidas pela PifCo em 27 de setembro de 2006 no valor de ¥ 35 bilhões, com nosso suporte através de um contrato de compra com comprometimento de crédito.

Além disso, em 27 de janeiro de 2011, a PifCo emitiu US\$ 6.000 milhões em valor principal global em uma oferta *multi-tranche* de Global Notes, com vencimento entre 2016 e 2041 com juros a taxas que vão de 3,875% a 6,750% por ano.

Acordos Não Incluídos no Balanço Patrimonial

Em 31 de dezembro de 2010, nem nossa empresa, nem a PifCo apresentavam acordos não incluídos no balanço patrimonial que tenham ou poderiam ter um efeito significativo em nossa condição financeira, receitas ou despesas, resultados das operações, liquidez, investimentos ou recursos de capital.

Aplicação de Recursos

Dispêndios de Capital

Investimos um total de US\$ 45.078 milhões em 2010, um aumento de 28,3% em comparação com nossos investimentos de US\$ 35.134 milhões em 2009. Nossos investimentos em 2010 foram direcionados, principalmente, para o aumento da produção, modernização de nossas refinarias e expansão de nosso transporte dutoviário e sistemas de distribuição. Do total de dispêndios de capital em 2010, US\$ 22.222 milhões foram investidos em projetos de exploração e desenvolvimento, incluindo investimentos financiados através do financiamento de projeto.

A tabela a seguir mostra nossos dispêndios de capital consolidados (incluindo os financiamentos de projetos e investimentos em usinas termoeletricas) para cada um dos nossos segmentos de negócios em 2010, 2009 e 2008:

	Para Exercício Findo em 31 de Dezembro de		
	2010	2009	2008
	(Em milhões de dólares americanos)		
Exploração e Produção	22.222	16.488	14.293
Refino, Transporte e Comercialização	15.356	10.466	7.234
Distribuição	482	369	309
Gás e Energia	4.099	5.116	4.256
Internacional			
Exploração e Produção	2.012	1.912	2.734
Refino, Transporte e Comercialização	90	110	102
Distribuição	52	31	20
Gás e Energia	13	58	52
Corporativo	752	584	874
Total	45.078	35.134	29.874

Em 18 de junho de 2010, anunciamos nosso Plano de Negócios 2010-2014, que contempla os dispêndios de capital orçados totais de US\$ 224 bilhões de 2010 a 2014, aproximadamente US\$ 212,3 bilhões dos quais serão dirigidos às nossas atividades no Brasil, enquanto US\$11,7 bilhões serão direcionados às nossas atividades no exterior. Esperamos que a maior parte de nossos dispêndios de capital de 2010 a 2014, aproximadamente US\$118,8 bilhões, seja direcionada à exploração e produção, dos quais US\$108,2 bilhões cobrirão nossas atividades no Brasil (US\$33 bilhões dos quais dedicados aos reservatórios do pré-sal).

Nosso Plano de Negócios 2010-2014 contempla dispêndios de capital interno maior para nossas atividades de óleo e gás no Brasil. Estimamos que dos US\$ 212,3 bilhões em dispêndios de capital interno em 2014, pelo menos US\$142,2 bilhões (67%) sejam usados para pagar equipamentos e serviços fornecidos por contratadas, fornecedores e outros prestadores de serviço brasileiros.

Nosso orçamento de dispêndio de capital para 2011, incluindo nosso financiamento de projeto, é de US\$54 bilhões, alocados como a seguir:

- Segmento de Exploração e Produção: 46%;
- Segmento de Refino, Transporte e Comercialização: 40%;
- Segmento de Distribuição: 1%;
- Segmento de Gás e Energia: 5%;
- Segmento Internacional: 6%;
- Segmento Corporativo: 1%; e
- Nossa subsidiária Petrobras Biocombustível: 1%.

Planejamos atender nossos dispêndios de capital orçados principalmente através de geração de caixa, emissões em mercados de capital internacionais, empréstimos de financiamentos de projetos, empréstimos em bancos comerciais e outras fontes de capital. Nossos dispêndios de reais podem variar substancialmente a partir dos números projetados definidos acima como resultado das condições de mercado e disponibilidade dos fundos necessários.

Dividendos

Nossos acionistas aprovaram a distribuição de dividendos no total de R\$ 11.728 milhões (US\$ 6.780 milhões) para os resultados de 2010 na Assembleia Geral Ordinária de Acionistas realizada em 28 de abril de 2011, que inclui os juros sobre o patrimônio líquido já aprovado por nosso Conselho de Administração. Pagamos US\$ 5.857 milhões deste valor aos acionistas na forma de juros sobre o patrimônio líquido em maio, agosto, novembro e dezembro de 2010 e março de 2011, em adiantamento ao fechamento de nosso exercício fiscal de 2010. Os US\$ 23 milhões restantes em dividendos e juros sobre o patrimônio líquido relativo aos nossos resultados de 2010 serão pagos em 27 de junho de 2011, reajustados pela taxa SELIC de 31 de dezembro de 2010 para a data do pagamento. O valor total de dividendos de 2010 aprovados pelos nossos acionistas foi equivalente a R\$ 1,19 (US\$ 0,69) por ação ordinária e preferencial (R\$ 3,38 (US\$ 1,38) por ADS ordinária e preferencial).

Os dividendos que pagamos aos acionistas dependem de nossos resultados e de outros fatores. De acordo com nosso estatuto e a Lei Brasileira das Sociedades Anônimas aplicável a uma companhia com uma classe de ações sem direito a voto, tal como a nossa, nossos acionistas têm o direito de receber dividendos mínimos obrigatórios correspondentes a pelo menos 25% de nosso lucro líquido reajustado para o exercício fiscal. Em 2010 e 2009, pagamos o dividendo mínimo obrigatório de 25% para nossos acionistas.

Para obter mais informações sobre nossa política de dividendos, incluindo uma descrição dos dividendos preferenciais mínimos a que nossos acionistas preferenciais têm direito, de acordo com nosso estatuto, consulte “Distribuição Obrigatória” e “Pagamento de Dividendos e Juros sobre o Patrimônio Líquido” no Item 10. “Informações Adicionais—Atos Constitutivos e Contrato Social da Petrobras.”

PifCo

Visão Geral

A PifCo financia suas atividades de comercialização de petróleo principalmente através de bancos comerciais, incluindo linhas de crédito, assim como através de empréstimos entre empresas de nós e emissão de títulos nos mercados de capitais internacionais. Como é uma companhia estrangeira *offshore*, a PifCo não está juridicamente obrigada a receber aprovação prévia do Tesouro Nacional brasileiro antes de incorrer em dívidas ou registrar dívidas no Banco Central. No entanto, por questões de conformidade com políticas específicas, a emissão de qualquer dívida segue as recomendações de qualquer diretoria financeira, conselho executivo ou Conselho de Administração, dependendo do valor principal agregado e do teor da dívida a ser emitida.

Origens de Recursos

Fluxo de Caixa da PifCo

Em 31 de dezembro de 2010, A PifCo possuía disponibilidades de US\$ 1.197 milhões em comparação com US\$ 953 milhões em 31 de dezembro de 2009.

As atividades operacionais da PifCo usaram caixa líquido no valor de US\$10.245 milhões em 2010 em comparação com o fornecimento de caixa líquido de US\$9.397 milhões em 2009, principalmente em decorrência do aumento em Contas a Receber de Clientes de partes relacionadas em 2010 como resultado da redução no período de pagamento das vendas de petróleo e derivados a nós de 330 dias para 30 dias em abril de 2010.

As atividades de investimento da PifCo forneceram um caixa líquido no valor de US\$1.655 milhões em 2010 em comparação com o fornecimento de caixa líquido de US\$486 milhões em 2009, principalmente como resultado do aumento nos empréstimos a partes relacionadas.

As atividades de financiamento da PifCo utilizaram um caixa líquido no valor de US\$8.345 milhões em 2010 em comparação com o caixa líquido utilizado de US\$8.245 milhões em 2009, principalmente como resultado do pagamento de empréstimos a nós.

Contas a Receber da PifCo

As contas a receber de partes relacionadas diminuíram 63,1% para US\$5.891 milhões em 31 de dezembro de 2010, de US\$15.986 milhões em 31 de dezembro de 2009, principalmente devido a um aumento no caixa recebido de partes relacionadas em 2010, como resultado da redução do período de pagamento de vendas de petróleo e derivados a nós de 330 dias para 30 dias em abril de 2010.

Empréstimos de Curto Prazo da PifCo

Os empréstimos de curto prazo da PifCo são expressos em dólares americanos e consistem em linhas de crédito de curto prazo, empréstimos de instituições financeiras e parcela de curto prazo de linhas de crédito de longo prazo de instituições financeiras e venda de direitos a recebíveis futuros e notas seniores. Em 31 de dezembro de 2010, a PifCo possuía empréstimos da ordem de US\$2.303 milhões de linhas de crédito e empréstimos com instituições financeiras, incluindo a parcela atual de linhas de crédito de longo prazo e empréstimos seniores, em comparação com US\$1.892 milhões tomados como empréstimos em 31 de dezembro de 2009. A taxa de juros anual média ponderada sobre estes empréstimos de curto prazo era de 2,73% em 31 de dezembro de 2010, em comparação com 2,33% em 31 de dezembro de 2009. Em 31 de dezembro de 2010, a PifCo já havia utilizado integralmente todas as linhas de crédito disponíveis.

As notas a pagar da PifCo a partes relacionadas consistem em notas a pagar a nós. Em 31 de dezembro de 2009, a PifCo possuía empréstimos que totalizavam US\$7.862 milhões. A PifCo não possuía saldo a receber de nós em 31 de dezembro de 2010.

Empréstimos a Longo Prazo da PifCo

Em 31 de dezembro de 2010, a PifCo possuía empréstimos a longo prazo pendentes em instituições financeiras no valor de:

- US\$880 milhões (US\$2.010 milhões na parcela a curto prazo) em linhas de crédito a longo prazo devidas entre 2012 e 2017 em comparação com US\$1.396 milhões em 31 de dezembro de 2009. Em 31 de dezembro de 2010, a PifCo utilizou todos os recursos disponíveis de linhas de crédito; e
- US\$215 milhões (US\$72 milhões da parcela a curto prazo) de contratos de empréstimo com a Malha Gas Investment Co. Ltd. (M-GIC), que atua como agente do Japan Bank for International Cooperation (JBIC). Este empréstimo tem juros à taxa Libor mais 0,8% p.a., pago semestralmente. O valor principal a ser pago semestralmente começa em 15 de dezembro de 2009 e termina em 15 de dezembro de 2014.

Em 31 de dezembro de 2010, a PifCo também possuía os seguintes valores pendentes:

- US\$194 milhões (US\$69 milhões da parcela a curto prazo) em relação ao programa de pagamento antecipado de exportações da Petrobras, consiste em Certificados de *Senior Trust* com vencimento em 2015 com juros a uma taxa de 6,436% e a Certificados de *Senior Trust* com vencimento em 2013 com juros a uma taxa de 3,748%;
- US\$10.712 milhões em Global Notes, com vencimento entre 2013 e 2040 com juros a uma taxa de 5,75% a 9,125% ao ano. Juros sobre estes títulos são pagos semestralmente e os recursos são usados para objeto social geral, incluindo o financiamento para compra de derivados importados, liquidação de dívida existente relativa ao negócio e empréstimos entre companhias e a liquidação de empréstimos de ligação incorridos no início de 2009; e
- US\$430 milhões (¥35 bilhões) em Bônus em ienes japoneses emitidos em setembro de 2006 e com vencimento em setembro de 2016. A emissão foi uma colocação particular no mercado japonês com garantia parcial do JBIC. Os bônus têm taxas de juros de 2,15% ao ano, pagos semestralmente. Na mesma

data, a PifCo firmou um contrato de swap com o Citibank, trocando o valor total desta dívida para uma dívida em dólares americanos.

A posição em aberto da PifCo em 31 de dezembro de 2010 em cartas de crédito irrevogáveis foi de US\$94 milhões em comparação com US\$556 milhões em 31 de dezembro de 2009, suportando as importações de petróleo e derivados e serviços. Em 31 de dezembro de 2010, a PifCo possuía recursos disponíveis da ordem de US\$721 milhões, que não estavam comprometidos com qualquer uso específico. A PifCo não sacou valores relativos a estes recursos, e, até a data de apresentação deste, a PifCo não havia programado uma data para o saque.

A tabela a seguir mostra as origens das dívidas atuais e a longo prazo da PifCo em 31 de dezembro de 2010 e 2009:

	31 de Dezembro de 2010		31 de Dezembro de 2009	
	Atual	A longo prazo	Atual	A longo prazo
	(Em milhões de dólares americanos)			
Instituições financeiras	2.063	1.095	1.892	1.682
Notas Seniores.....	247	—	11	235
Venda do direito de valores futuros	71	344	70	414
Ativos relativos a pagamento antecipado de exportações contra vendas de direitos de valores a receber				
	—	(150)	—	(150)
Global Notes	250	10.712	182	10.710
Bônus em ienes japoneses	2	430	2	378
Total da dívida	2.633	12.431	2.157	13.269

Endividamento de Longo Prazo Incorrido Após 31 de Dezembro de 2010

Em 27 de janeiro de 2011, a PifCo emitiu US\$6.000 milhões em valor principal global em uma oferta multi-tranche de Global Notes nos mercados de capital internacionais. Os termos das Global Notes são os seguintes:

- US\$2.500 milhões, com vencimento em 27 de janeiro de 2016. As Global Notes importam em juros a uma taxa de 3,875% ao ano, a pagar semestralmente iniciando em 27 de julho de 2011;
- US\$2.500 milhões, com vencimento em 27 de janeiro de 2021. As Global Notes importam em juros a uma taxa de 5,375% ao ano, a pagar semestralmente iniciando em 27 de julho de 2011;
- US\$1.000 milhão, com vencimento em 27 de janeiro de 2041. As Global Notes importam em juros a uma taxa de 6,75% ao ano, a pagar semestralmente iniciando em 27 de julho de 2011;

A PifCo utilizará os recursos de ofertas para objeto social geral e para financiar os dispêndios de capital planejados da Petrobras de acordo com seu Plano de Negócios 2010-2014, ao mesmo tempo em que mantém uma estrutura de capital adequada e permanece dentro da meta de índice de alavancagem financeira de acordo com seu Plano de Negócios 2010-2014.

A oferta teve um custo de emissão de aproximadamente US\$18 milhões, um desconto de US\$21 milhões e rendimentos a investidores de 3,95%, 5,401% e 6,806% ao ano, respectivamente. As Global Notes constituem em obrigações seniores gerais não seguradas e insubordinadas da PifCo e são garantidas de modo incondicional e irrevogável pela Petrobras.

Obrigações Contratuais

Petrobras

A tabela a seguir resume nossas obrigações contratuais e compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2010:

	Pagamentos Devidos por Período				
	Total	< 1 ano	1-3 anos	3-5 anos	> 5 anos
(Em milhões de dólares americanos)					
Obrigações contratuais					
Itens do Balanço patrimonial:(1)					
Obrigações de dívida de longo prazo.....	69.431	8.960	6.640	8.828	45.003
Obrigações de financiamento de capital.....	222	59	60	36	67
Total itens do balanço patrimonial	69.653	9.019	6.700	8.864	45.070
Outros compromissos contratuais a longo prazo					
Gás natural <i>ship-or-pay</i>	5.943	635	1.288	1.332	2.688
Contratos de serviço	105.575	50.690	32.392	8.394	14.099
Contratos de fornecimento de gás natural	13.033	1.419	2.899	3.080	5.635
Arrendamento operacional	48.079	10.645	17.134	9.713	10.587
Compromissos de compra	18.372	6.878	4.439	1.426	5.629
Compromissos internacionais de compra	31.261	4.399	8.436	1.110	17.316
Total de outros compromissos a longo prazo	222.263	74.666	66.588	25.055	55.954
Total	291.916	83.685	73.288	33.919	101.024

(1) Exclui o valor de US\$33,594 milhões relativos às nossas obrigações com fundo de pensão que são garantidas por US\$27.340 milhões em ativos de plano. As informações sobre os planos de benefícios de pós-aposentadoria de funcionários encontram-se na Nota 15 de nossas demonstrações financeiras consolidadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010.

PifCo

A tabela a seguir mostra as obrigações contratuais da PifCo em 31 de dezembro de 2010, e o período de vencimento para tais obrigações contratuais:

	Pagamentos Devidos por Período				
	Total	< 1 ano	1-3 anos	3-5 anos	> 5 anos
	(Em milhões de dólares americanos)				
Obrigações contratuais					
Dívidas de longo prazo.....	12.817	386	1.298	626	10.507
Obrigações de compra – longo prazo.....	3.851	2.351	606	379	515
Arrendamento operacional.....	9	1	3	3	2
Total.....	16.677	2.738	1.907	1.008	11.024

Estimativas e Políticas Contábeis Críticas

A discussão a seguir descreve as áreas que requerem um julgamento maior ou envolvem um grau maior de complexidade na aplicação das políticas contábeis que atualmente afetam nossa condição financeira ou resultados das operações. As estimativas contábeis que fazemos nestes contextos exigem que façamos suposições sobre assuntos que são altamente incertos. Em cada caso, se tivéssemos feito outras estimativas, ou se ocorrerem mudanças nas estimativas de tempos em tempos, nossa condição financeira e os resultados das operações poderiam ser substancialmente afetados.

A discussão engloba somente as estimativas que consideramos mais importantes com base no grau de incerteza e probabilidade de um impacto material se usássemos uma estimativa diferente. Existem muitas outras áreas em que usamos estimativas sobre assuntos incertos; no entanto, o efeito provável de estimativas alteradas ou diferentes não é significativo para nossa apresentação financeira.

Reservas de Petróleo e Gás

As avaliações das reservas de petróleo e gás são importantes para a gestão efetiva dos ativos de exploração e produção. Elas são usadas para tomar decisões sobre investimentos sobre as propriedades de petróleo e gás. As quantidades das reservas de petróleo e gás também são usadas como base de cálculo das taxas de unidade de produção para depreciação e avaliação de perda com ativos. As reservas de petróleo e gás estão divididas em reservas provadas e não-provadas. As reservas provadas são quantidades estimadas de petróleo, gás natural e líquidos de gás natural cujos dados geológicos e de engenharia demonstram com razoável certeza, serem economicamente produzíveis nos anos futuros a partir de reservas conhecidas sob condições operacionais e econômicas e regulamentações governamentais existentes, isto é, os preços e custos das datas em que as estimativas foram feitas. As reservas não provadas são aquelas cuja certeza de recuperabilidade não é razoável e são classificadas como prováveis ou possíveis. As reservas possíveis são aquelas que possuem uma probabilidade maior de serem recuperadas. As reservas possíveis são aquelas com uma probabilidade menor de serem recuperadas do que as reservas prováveis.

A estimativa das reservas provadas é um processo contínuo que leva em consideração as informações de engenharia e geológicas, tais como registros de poços, dados de pressão e dados de amostras de fluido. As reservas provadas também podem ser divididas em duas categorias: desenvolvidas e não-desenvolvidas. As reservas provadas desenvolvidas são aquelas que se espera recuperar de poços existentes incluindo armazenagem em rede ou quando os custos necessários para colocá-las em produção são relativamente baixos, ou através de equipamentos de extração e infraestrutura operacional no momento da estimativa das reservas caso a extração seja feita por meios que não incluam um poço. Para as reservas provadas não desenvolvidas, são necessários investimentos significativos, incluindo novos poços e instalação de estruturas de produção ou transporte.

Adotamos o método de “esforços bem-sucedidos” para contabilizar nossas atividades de exploração e produção. De acordo com este método, os custos são acumulados em bases campo-a-campo com certos dispêndios exploratórios e poços pioneiros secos sendo registrados como despesas conforme são incorridos. Os

poços pioneiros que encontram petróleo e gás em uma área que requer um dispêndio de capital maior antes que a produção possa começar são avaliados anualmente a fim de se verificar se as quantidades comerciais das reservas foram encontradas ou se há ainda trabalho exploratório a ser feito ou planejado em um cronograma razoável para o ciclo de desenvolvimento da Petrobras e em relação aos requisitos de tempo da ANP. Os custos com poços pioneiros que não atenderem a nenhum destes critérios são cobrados como despesas. Os custos de poços produtivos e poços secos de desenvolvimento são capitalizados e amortizados pelo método de unidade de produção porque ele fornece uma contabilização mais precisa do sucesso ou da falha de nossas atividades de exploração e produção.

Impacto das Reservas de Petróleo e Gás na Depreciação e Exaustão

O cálculo da depreciação e exaustão da unidade de produção é uma estimativa contábil crítica que mede a depreciação e exaustão dos ativos de exploração e produção. É a razão entre (i) os volumes reais produzidos e (ii) o total das reservas provadas desenvolvidas (aquelas reservas provadas recuperáveis através de poços existentes com equipamentos existentes e métodos operacionais) aplicado (iii) aos custos do ativo. As reservas provadas não-desenvolvidas são consideradas na amortização dos custos de aquisição de propriedade arrendada. Os volumes produzidos e o custo do ativo são conhecidos e enquanto as reservas provadas desenvolvidas tiverem alta probabilidade de recuperabilidade, eles são baseados em estimativas que são sujeitas a alguma variabilidade. Esta variabilidade pode resultar em revisões para maior ou para menor das reservas provadas em campos existentes, conforme outras informações sejam disponibilizadas através de pesquisa e produção. Como resultado destas revisões, aumentamos nossas reservas provadas em 435,4 mmbœ em 2010, 1.646,1 mmbœ em 2009 e 162,7 mmbœ em 2008.

Impacto nas Reservas de Petróleo e Gás e Preços no Teste de Perdas com Ativos

Em 31 de dezembro de 2010, nosso ativo imobilizado, líquido de exaustão acumulada, totalizou US\$219 bilhões. Uma parte significativa deste valor consistia em propriedades produtoras de petróleo e gás. Estas propriedades foram revisadas em relação com a perda com ativos sempre que certos eventos ou mudanças nas circunstâncias indicavam que os valores contábeis talvez não pudessem ser recuperados. Estimamos os fluxos de caixa futuros e descontados das propriedades afetadas para julgar a recuperabilidade dos valores contábeis. Em geral, as análises são baseadas nas reservas provadas, exceto nos casos em que haja a probabilidade de que outras reservas não provadas sejam desenvolvidas e contribuam para os fluxos de caixa no futuro; o percentual das probabilidades que incluímos nos fluxos de caixa não excede nossas proporções de sucesso passado no desenvolvimento de reservas prováveis.

Realizamos análises de valorização de ativos em bases contínuas como parte de nosso programa de gestão. Estas análises monitoram o desempenho dos ativos contra os objetivos da empresa. Elas também nos auxiliam a analisar se os valores contábeis de qualquer um de nossos ativos que poderão não ser recuperados. Além de estimar as reservas de petróleo e gás na condução destas análises, também é necessário estimar os preços futuros do petróleo e do gás.

Em geral, não visualizamos os preços baixos temporários do petróleo como um fato que possa acionar a realização de testes de perda com ativos. Os mercados de petróleo e gás natural possuem um histórico de alta volatilidade de preços. Embora os preços tenham caído, os preços da indústria ao longo do tempo continuarão a ser conduzidos pelo fornecimento do mercado e fundamentos de demanda. Desse modo, qualquer teste de perda com ativos que realizemos utilizará nossas estimativas de preço a longo prazo para os mercados de petróleo e gás natural. Estas são as mesmas estimativas de preço usadas em nossos processos de planejamento e orçamento e em nossas decisões de investimento de capital, e são consideradas apropriadas, estimativas conservadoras fornecidas por indicadores de mercado e experiências passadas. Preços futuros muito mais baixos para o petróleo e gás poderiam levar a perda com ativos no futuro se tais quedas fossem consideradas como indicativo de tendências de longo prazo. Além disso, mudanças significativas na expectativa da curva de produção, descontos e/ou produção exigida e custos altos poderiam afetar a análise de perda com ativos. Apesar de tais incertezas serem inerentes a este processo de estimativa, o valor de custos com perda com ativos nos últimos anos foi pequeno em relação ao valor total das propriedades produtoras de petróleo e gás: US\$ 40 milhões em 2010, US

319 milhões em 2009 e US\$ 519 milhões em 2008. Com base em nossa experiência, acreditamos que a variabilidade futura nas estimativas terá um impacto pequeno tanto nos ativos quanto nas despesas.

Benefícios de Plano de Pensão e de Aposentadoria

A determinação das despesas e obrigações relativas aos nossos benefícios de planos de pensão e aposentadoria envolve o uso e o julgamento na determinação das estimativas atuariais. Elas incluem as estimativas de futuras mortes, retiradas, mudanças nas taxas de remuneração e desconto a fim de refletir o valor temporal do dinheiro, assim como a taxa de retorno dos ativos do plano. Estas estimativas são revisadas pelo menos anualmente e podem diferir de forma material dos resultados reais devido a condições econômicas e mudanças no mercado, eventos normativos, regras judiciais, taxas de retira maiores ou menores ou longevidade maior ou menor dos participantes.

Contabilizamos nossos Benefícios de Planos de Pensão e Aposentadoria e Outros Benefícios de acordo com o Tópico de 715 de Codificação. Estas normas exigem que reconheçamos a posição a maior ou a menor dos fundos de cada um de nossos planos de pensão ou de aposentadoria definidos como um ativo ou passivo e que reflitam as mudanças na posição dos fundos através da “Receita geral acumulada,” como um componente separado do patrimônio líquido.

De acordo com os requisitos do Tópico 715 de Codificação, a taxa de desconto deve se basear no valor presente para o pagamento da obrigação de pensão. O uso dos preceitos do Tópico 715 de Codificação no Brasil, que está sujeito à inflação de tempos em tempos, levanta certas questões, uma vez que a capacidade da companhia de pagar uma obrigação de pensão em um determinado ponto no futuro pode não existir porque talvez não existam instrumentos financeiros de longo prazo de variação adequada.

Embora o mercado brasileiro tenha demonstrado sinais de estabilidade nas taxas de juros do mercado, as taxas de juros podem ser instáveis.

Adotamos a tabela de mortalidade relativa a estimativas atuariais de nossos planos de pensão e de saúde no Brasil, que refletem as mudanças em relação ao perfil dos funcionários, aposentados e pensionistas, com base nas tabelas de longevidade, idade de invalidez e mortalidade.

O aumento progressivo na longevidade tem impacto direto no volume de compromissos e obrigações estimados e provisionados no plano e em nossas obrigações dentro da rubrica “Obrigações de benefícios de planos de pensão e aposentadoria— Pensão” e em nosso patrimônio líquido na rubrica “Ajustes de reservas de benefícios de pensão e aposentadoria, líquidos de impostos—custo da pensão.”

“Ajustes de reservas de benefícios de pensão e aposentadoria, líquidos de impostos—custo da pensão” são valores calculados como sendo a diferença entre os ajustes previstos do valor líquido das obrigações para as estimativas atuariais e as variações que efetivamente ocorreram durante o período. Estes valores devem ser amortizados e registrados nos resultados de exercícios fiscais subsequentes ao longo da expectativa de vida média dos membros do plano de pensão. Consulte a Nota 16 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010.

Contencioso, Autuações Fiscais e Outras Contingências

Foram movidas ações de valores substanciais contra nós ao longo do curso normal de nossos negócios. Às vezes, fomos acusados de derrames e liberações de derivados e produtos químicos de nossos ativos operacionais. De acordo com a orientação fornecida pelo U.S. GAAP, provisionamos estes custos quando há a possibilidade de um passivo que possa ser incorrido e quando estimativas razoáveis do passivo possam ser feitas. Em 31 de dezembro de 2010, tínhamos provisionado US\$760 milhões para possibilidades de contenciosos. É necessária uma

decisão importante de nossa administração de modo a cumprir com esta diretriz e que inclui a discussão da administração com nossos advogados, levando em consideração todos os fatos e circunstâncias relevantes. Acreditamos que os pagamentos exigidos para quitar os valores relativos a estas ações, no caso de perda, não irão variar significativamente das nossas estimativas de custos e, desse modo, não terão um efeito material negativo em nossas operações ou fluxos de caixa. Em períodos passados, a diferença entre o pagamento real e o valor provisionado, em relação às contingências, foi insignificante, com nenhum impacto material nas demonstrações do resultado no período de pagamento. Nos últimos cinco anos, nossos pagamentos anuais de contingências relativas a ações movidas contra nós, a empresa controladora, alcançou uma média de US\$386 milhões por ano.

Obrigações de Retirada de Ativos e Recuperações Ambientais

Em diversos contratos, permissões e regulamentos, temos diversas obrigações materiais legais de remoção de equipamentos e restauração de terra ou fundo do mar ao final das operações em locais de produção. Nossas obrigações mais significativas de remoção de ativos envolvem a remoção e descarte das instalações *offshore* de produção de petróleo e gás em todo o mundo. Provisionamos os custos descontados estimados para a desmontagem e remoção destas instalações no momento da instalação dos ativos. Também estimamos os custos de futuras limpezas ambientais e recuperações com base nas informações atuais sobre custos e planos esperados para recuperação. O valor agregado dos custos estimados em uma base descontada para a provisão para retirada de ativos e restauração ambiental em 1º de dezembro de 2010 foi de US\$3.194 milhões. A estimativa dos custos para retirada e remoção de ativos e de recuperação ambiental exige a realização de cálculos complexos que necessariamente envolvem um julgamento significativo uma vez que nossas obrigações ocorrerão no futuro, os contratos e regulamentações possuem descrições vagas das práticas de remoção e restauração e certos critérios terão que ser atendidos quando os casos de remoção e restauração realmente ocorrerem e as tecnologias e custos de remoção de ativos constantemente mudam, juntamente com as considerações políticas, ambientais, de segurança e relações públicas. Consequentemente, o tempo e os valores dos fluxos de caixa futuros estão sujeitos a incertezas significativas. Entretanto, devido ao valor significativo de tempo para a data de retirada, quaisquer modificações nas especificações tecnológicas, exigências legais ou outros assuntos, teriam um efeito material adverso em qualquer período de apresentação do relatório.

Em 2010, analisamos e revisamos custos estimados em relação a abandono de poços e desmobilização de áreas de produção de petróleo e gás, considerando as novas informações sobre data de abandono esperado e estimativas de custo revisadas para abandono. As mudanças nas obrigações de retirada de ativos estimadas foram principalmente relacionadas à declaração de novos poços como economicamente viáveis, certas alterações nas estimativas de custos para abandono fornecidas por *joint-ventures*. Um resumo das mudanças anuais nas provisões de abandono é apresentado na Nota 9(a) de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, em 31 de dezembro de 2010.

Transações com Derivativos

O Tópico 815 de Codificação exige o reconhecimento de todos os derivativos como ativos ou passivos no balanço patrimonial e a medição destes instrumentos a valor justo. O registro das operações com derivativos exige o julgamento para chegarmos a estimativas de registro de valores justos de mercado, que são usados com base de reconhecimento dos instrumentos de derivativos nas demonstrações financeiras. Tais medições podem depender do uso de preços futuros estimados, taxas de juros de longo prazo e índices de inflação e se torna complexo quando o instrumento que está sendo avaliado não possui contrapartes com características similares sendo negociadas no mercado ativo.

No curso de nossos negócios, celebramos contratos para atender à definição de derivativos de acordo com o Tópico 815 de Codificação, sendo que alguns deles não mereciam ser contabilizados como *hedge*. Para a maioria destes contratos, as estimativas envolvidas nos cálculos do valor justo de tais instrumentos de derivativos não foram considerados como tendo um impacto material em nossa posição financeira se tivéssemos usado estimativas diferentes, uma vez que a maioria de nossos instrumentos de derivativos são tradicionalmente negociados em mercados de balcão com vencimentos a curto prazo.

Impacto das Novas Normas Contábeis

O GAAP brasileiro está em Processo de Adoção dos Princípios da IFRS

Promulgada em 2007, a Lei No. 11.638/07 alterou a Lei das S.A.s brasileira a fim de permitir que BR GAAP pudesse convergir com as normas da Internacional Financial Reporting Standards, ou IFRS, conforme emitido pelo Internacional Accounting Standards Board, ou IASB. A adoção das IFRS no Brasil é obrigatória para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010 e é neutra em termos de imposto de acordo com a legislação em vigor para imposto de renda. Escolhemos apresentar nossas demonstrações financeiras no Brasil pela primeira vez em conformidade com a IFRS no primeiro trimestre de 2010. Nossas demonstrações financeiras preparadas de acordo com o U.S. GAAP não foram afetadas pela adoção da IFRS a não ser em relação aos dividendos a pagar e participações nos lucros pagos a nossos funcionários, com base na receita líquida conforme calculada de acordo com a IFRS. Atualmente, estamos avaliando a possibilidade de interromper o uso do relatório de acordo com o U.S. GAAP e adotarmos as IFRS conforme emitido pelo IASB como base para as demonstrações financeiras consolidadas auditadas contidas em nosso relatório anual no Formulário 20-F para o exercício findo em 31 de dezembro de 2011.

Em 2008, a Medida Provisória No. 449/08 foi promulgada para criar um regime fiscal de transição que permitisse que as mudanças no BR GAAP causadas pela Lei No. 11.638/07 ficassem neutras até que fosse promulgada uma legislação que regulamentasse os efeitos fiscais dos novos princípios contábeis. A adoção do regime fiscal de transição foi opcional para o exercício findo em 31 de dezembro de 2009 e obrigatória a partir do exercício findo em 31 de dezembro de 2010. Os efeitos fiscais temporários causados pela adoção deste regime fiscal de transição serão relatados em nossas demonstrações financeiras como impostos de renda diferidos.

ASU 2009-16

O Financial Accounting Standards Board (FASB) publicou a Accounting Standards Update (ASU) No. 2009-016 em dezembro de 2009. Esta norma remove o conceito de *“Qualifying Special Purpose Entity”* (Qualificação de Entidade para Fins Especiais - “QSPE”) e a ressalva para a consolidação de QSPE e fornece esclarecimentos sobre as exigências de transferências de ativos financeiros qualificados para contabilização de venda. A ASU 2009-16 se tornou eficaz para nós a partir de 1º de janeiro de 2010, e não esperamos que cause impacto material em nossos resultados das operações, posição financeira ou liquidez.

ASU 2009-17

O FASB publicou o ASU 2009-17 em dezembro de 2009. Esta norma entrou em vigor para nós a partir de 1º de janeiro de 2010. O ASU 2009-17 exige que a empresa avalie qualitativamente se é o principal beneficiário de uma *variable-interest entity* (“entidade de participação variável” - VIE), e, se for, a VIE deverá ser consolidada. Além disso, esta norma exige avaliações contínuas sobre a empresa ser o principal beneficiário de uma VIE. O ASU 2009-17 entrou em vigor para nós a partir de janeiro de 2010, e espera-se que não causará impacto material em nossos resultados das operações, posição financeira ou liquidez.

ASU 2010-20

O FASB publicou o ASU 2010-20 in julho de 2010. O ASU 2010-20 melhora as divulgações necessárias para financiamento a receber e abatimento de perdas de crédito de acordo com a Codificação 310, Recebíveis do FASB. A maior parte das divulgações existentes foi adotada para requerer informações em uma base mais desagregada. O ASU 2010-20 foi adotado em dezembro de 2010. Nossas demonstrações financeiras consolidadas serão impactadas apenas pelas divulgações adicionais.

ASU 2010-25

O FASB publicou o ASU 2010-25 em setembro de 2010. O ASU 2010-25 requer que empréstimos de participante sejam classificados como títulos a receber de participantes e medidos em seu saldo capital não integralizado, mais qualquer juro acumulado, mas não pago. O ASU 2010-25 foi adotado em dezembro de 2010, e não impactou em nossos resultados de operações, posição financeiras ou liquidez, além das divulgações adicionais.

Pesquisa e Desenvolvimento

Estamos profundamente comprometidos com a pesquisa e o desenvolvimento como um meio de estender nossa busca por novas fronteiras de produção e alcançar melhorias contínuas em nossas operações. Temos um histórico de sucesso no desenvolvimento e implantação de tecnologias inovadoras, incluindo os meios de perfuração, completação e produção de poços em águas profundas. Somos um dos maiores investidores em pesquisa e desenvolvimento dentre as grandes companhias de petróleo do mundo e gastamos uma parcela grande de nossas receitas em pesquisa e desenvolvimento. Em 2010, investimos US\$993 milhões em pesquisa e desenvolvimento, o equivalente a 0,8% de nossas receitas operacionais líquidas. Em 2009, investimos US\$681 milhões em pesquisa e desenvolvimento, o equivalente a 0,7% de nossas receitas operacionais líquidas. Em 2008, investimos US\$941 milhões em pesquisa e desenvolvimento, o equivalente a 0,8% de nossas receitas operacionais líquidas. Nossos contratos brasileiros de concessão de petróleo e gás exigem que façamos investimentos de pelo menos 1% de nossa receita bruta, oriunda da alta produtividade dos campos de petróleo em pesquisa e desenvolvimento, do qual metade é investida em nossas instalações de pesquisa no Brasil e o restante é investido em pesquisa e desenvolvimento em universidades e instituições brasileiras registradas junto à ANP para esta finalidade.

Nossas atividades de pesquisa e desenvolvimento focam em três áreas estratégicas:

- expansão de nossos negócios atuais por meio de: (a) descoberta de novas fronteiras exploratórias; (b) melhoria da recuperação final de petróleo e gás; (c) entendimento e desenvolvimento de reservatórios complexos, incluindo rochas do pré-sal; (d) desenvolvimento de sistemas de produção e equipamentos submarinos novos ou melhorados para águas profundas e ultraprofundas; (e) otimização de nossas soluções para perfuração, produção e logística para os reservatórios do pré-sal; (f) desenvolvimento de novas alternativas para transporte de gás natural *offshore*; (g) otimização e melhoria da confiabilidade de nossas instalações industriais; e (h) desenvolvimento e implantação de tecnologias em nossas refinarias visando melhorar a flexibilidade para produção de destilados médios, querosene ou gasolina, de acordo com mudanças na demanda de mercado;
- fornecimento de um mix de produtos compatíveis com as demandas de energia no futuro através de: (a) desenvolvimento de novo combustível, lubrificantes e formulações especiais de produto; (b) desenvolvimento de novas tecnologias para nossas atividades petroquímicas e gasoquímicas; (c) adaptação de nosso processo de refino para utilizar óleos vegetais como matéria-prima; (d) desenvolvimento da segunda geração no processo de produção de biocombustível, que usa biomassa residual como matéria-prima; e (e) pesquisa e desenvolvimento de tecnologias de energia renovável; e
- garantir que nossas atividades são ambientalmente sustentáveis. Nosso objetivo para o negócio é: (a) reduzir nosso consumo de água e volume e toxicidade das descargas de nossas águas servidas; (b) reduzir nossas emissões de poluentes atmosféricos, CO₂ e outros gases que causa o efeito estufa; e (c) aumentar a eficiência energética de nossos processos e produtos.

No período de três exercícios findo em 31 de dezembro de 2010, nossas operações com pesquisa e desenvolvimento receberam 42 patentes no Brasil e 120 no exterior. Nosso portfólio de patentes cobre todas as nossas áreas de atividades.

Operamos um centro dedicado a pesquisa e desenvolvimento no Rio de Janeiro, Brasil, desde 1966. Em 2010, concluímos sua expansão, dobrando a capacidade de seu laboratório e projetando-o como o maior complexo de pesquisas no hemisfério sul, com laboratórios especialmente dedicados às tecnologias do pré-sal.

Também conduzimos pesquisas e desenvolvimento através de projetos de pesquisa com mais de 100 universidades e outros centros de pesquisas no Brasil e no exterior e participamos em intercâmbios de tecnologia e parcerias de assistência com outras empresas de serviço de petróleo e gás e campos de petróleo. Em 2010, celebramos contratos com vários fornecedores principais com o objetivo de auxiliá-los a criar centros de tecnologia no Brasil para desenvolver soluções tecnológicas pertinentes a nossos segmentos comerciais.

A PifCo não conduz atividades de pesquisa e desenvolvimento.

Tendências

Planejamos expandir todos os segmentos de operações em nosso mercado alvo de acordo com nosso Plano de Negócios 2010-2014. Para alcançar esta meta, planejamos o total de investimento no valor de US\$224 bilhões entre 2010-2014. Deste total, 53% ficam no segmento de exploração e produção, em que investimentos constantes em exploração e desenvolvimento são necessários para explorar novos recursos descobertos e compensar os declínios naturais na produção dos campos existentes, conforme eles amadurecem. Com base nos nossos projetos de desenvolvimento, definimos um alvo de aumento de produção de 9,4% anualmente para o período de 2010 a 2014 enquanto substituímos nossas reservas através de crescimento orgânico. Nosso plano de negócios de 2011 até 2015 está atualmente sendo analisado por nossa diretoria executiva.

O preço que realizamos para o petróleo que produzimos é determinado pelos preços do petróleo internacional, apesar de geralmente vendermos nosso petróleo a um desconto para os preços do Brent e West Texas Intermediate (WTI) porque é mais pesado e desse modo seu refino é mais caro. Em 2010, os preços internacionais do petróleo permaneceram, na maior parte do tempo, estáveis entre US\$75/bbl e US\$85/bbl, sendo amplamente direcionado por notícias que afetaram as expectativas gerais em relação ao ritmo da recuperação econômica e o equilíbrio oferta-demanda para o próximo período. Ao final de 2010, os preços do petróleo aumentaram gradativamente, indo da faixa de comercialização de US\$75/bbl para US\$85/bbl. Este movimento foi provocado por um rigoroso inverno e notícias positivas relativas ao ritmo da recuperação da economia nos Estados Unidos e na China. O panorama econômico permanecerá como determinante principal para os movimentos de preços do petróleo no próximo período. Uma recuperação acelerada juntamente com uma resposta de fornecimento lenta poderá resultar em alta dos preços a médio prazo. Por outro lado, se as expectativas não forem atendidas, especialmente as relativas a economias não pertencentes à OECD, os preços do petróleo poderão cair para baixo da variação de mercado atual. Além disso, recentes preocupações geopolíticas podem persistir, afetando o fornecimento mundial de petróleo e fazendo com que os preços do petróleo fiquem mais altos no próximo período.

Para o período de 2010 a 2014, planejamos continuar focando no aumento de nossa carga processada e nossa capacidade de refinar petróleo mais pesado. Durante 2010, as margens brutas variaram entre 4 and 11 por cento refletindo a flutuação nos preços internacionais. As margens futuras de refino dependerão da utilização da capacidade nas indústrias de refino brasileiras e dos respectivos preços e volumes de petróleo leve e pesado que são produzidos e que podem ser processados.

Em nosso Plano de Negócios 2010-2014, nossa relação dívida/patrimônio líquida deve permanecer dentro da variação de 25-35% até 2014, com base em nossa taxa de câmbio média estimada de R\$1.78 para US\$1.00. De acordo com as diretrizes fornecidas por nosso Conselho de Administração em 19 de março de 2010, nossa relação dívida/patrimônio líquido para o período 2010-2014 está limitada a 35% e nosso índice de dívida líquida para EBITDA a 2.5:1.

Item 6. Conselheiros, Alta Administração e Funcionários

Conselheiros e Alta Administração

Conselheiros da Petrobras

Nosso Conselho de Administração é composto por, no mínimo, cinco e, no máximo, nove membros, e é responsável, entre outras coisas, pelo estabelecimento de nossas políticas comerciais em geral. Os membros do Conselho de Administração são eleitos na assembleia geral ordinária de acionistas.

De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, os acionistas que representam, no mínimo, 10% do capital social com direito a voto da companhia têm o direito de exigir que seja adotado um procedimento de voto cumulativo para conferir a cada ação ordinária tantos votos quantos forem os membros do conselho, e para conferir a cada ação ordinária o direito de votar cumulativamente apenas em um candidato ou de distribuir seus votos entre diversos candidatos.

Além disso, nosso estatuto social permite que (i) os acionistas preferenciais minoritários que detenham, em conjunto, no mínimo 10% do capital social total (excluindo os acionistas controladores) elejam e retirem um membro de nosso Conselho de Administração; e (ii) os acionistas ordinários minoritários elejam um membro de nosso Conselho de Administração se um número maior de conselheiros não for eleito por esses acionistas minoritários por meio do procedimento de voto cumulativo. Nosso estatuto social prevê que, independentemente dos direitos acima conferidos aos acionistas minoritários, o governo federal brasileiro terá sempre o direito de eleger a maioria dos nossos conselheiros, independentemente de seu número. Além disso, de acordo com a Lei 10.683, datada de 28 de maio de 2003, um dos membros do conselho eleito pelo governo federal brasileiro deverá ser indicado pelo Ministro do Planejamento, Orçamento e Gestão. O mandato máximo para um conselheiro é de um ano, sendo permitida a reeleição. De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas, os acionistas poderão destituir qualquer diretor do cargo a qualquer momento, por justa causa ou não, em uma assembleia geral extraordinária de acionistas. Após a eleição de membros do conselho de acordo com o procedimento de voto cumulativo, a destituição de qualquer membro do conselho por uma assembleia geral extraordinária resultará na destituição de todos os outros membros, após o quê devem ser realizadas novas eleições.

Atualmente nós temos nove conselheiros. A tabela abaixo estabelece determinadas informações a respeito destes conselheiros:

Nome	Data de Nascimento	Cargo	Mandato Atual Expira em	Endereço Comercial
Guido Mantega(1)	7 de abril de 1949	Presidente	Abril de 2012	Esplanada dos Ministérios – Bloco P 5º andar Brasília – DF Cep 70.048-900
J.S. Gabrielli de Azevedo(1)	3 de outubro de 1949	Conselheiro	Abril de 2012	Avenida República do Chile, no. 65 23º andar Rio de Janeiro – RJ Cep 20.031-912
Antonio Palocci Filho(1)	4 de outubro de 1960	Conselheiro	Abril de 2012	Palácio do Planalto – Praça dos Três Poderes – 4º andar – Sala 426 Brasília – DF CEP 70150-900
Francisco Roberto de Albuquerque(1)...	17 de maio de 1937	Conselheiro	Abril de 2012	Alameda Carolina, no. 594 Itú—SP Cep 13.306-410
Fabio Colletti Barbosa(2)	3 de outubro de 1954	Conselheiro	Abril de 2012	Av. Juscelino Kubitschek, no. 2.235 28º andar Vila Olímpia São Paulo – SP Cep 04543-011
Jorge Gerdau Johannpeter(3).....	8 de dezembro de 1936	Conselheiro	Abril de 2012	Av. Farrapos, no. 1.811 Porto Alegre – RS Cep 90.220-005
Luciano Galvão Coutinho(1)	29 de setembro de 1946	Conselheiro	Abril de 2012	Av. República do Chile, no. 100 22º andar Rio de Janeiro – RJ Cep 20.031-917
Sergio Franklin Quintella(1)	21 de fevereiro de 1935	Conselheiro	Abril de 2012	Praia de Botafogo, no. 190 12º andar Rio de Janeiro— RJ Cep 22.250-900
Márcio Pereira Zimmermann(1).....	1 de julho de 1956	Conselheiro	Abril de 2012	Esplanada dos Ministérios – Bloco U Sala 705 Brasília – DF Cep 70.065-900

(1) Nomeado pelo acionista controlador.

(2) Nomeado pelos acionistas ordinários minoritários.

(3) Nomeado pelos acionistas preferenciais minoritários.

Guido Mantega— O Sr. é Presidente do Conselho de Administração desde 19 de março de 2010 após ter sido membro deste conselho desde 03 de abril de 2006. Ele é também membro do Conselho de Administração da Petrobras Distribuidora S.A.—BR. O Sr. Mantega foi indicado como membro do Comitê de Remuneração e Sucessão de nosso Conselho de Administração em 15 de outubro de 2007. O Sr. Mantega foi Ministro da Fazenda desde 28 de março de 2006, e foi presidente dos Governadores de Bancos Centrais e Ministros da Fazenda do Grupo dos 20 (G-20) em 2008. Ele é membro do Conselho de Desenvolvimento Econômico e Social—CDES, um órgão consultivo do governo brasileiro. O Sr. Mantega também já foi Ministro do Planejamento, Orçamento e Gestão do Brasil e presidiu o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social—BNDES. Ele graduou-se em economia pela Escola de Economia, Administração e Contabilidade—FEA da Universidade de São Paulo—USP em 1971 e é Ph.D em Sociologia do Desenvolvimento pela Faculdade de Filosofia, Letras e Ciências Humanas—FFLCH da USP, e concluiu especialização no Institute of Development Studies—IDS da University of Sussex, Inglaterra em 1977.

J.S. Gabrielli de Azevedo— O Sr. Gabrielli é membro de nosso Conselho de Administração desde 22 de julho de 2005 e é membro do Conselho de Administração da Petrobras Distribuidora S.A. – BR, Petrobras Biocombustível, Transpetro, Gaspetro e Petroquisa. Ele foi nosso Diretor Financeiro de janeiro de 2003 a julho de 2005 e é nosso Presidente desde 22 de julho de 2005. O Sr. Gabrielli é Ph.D em Economia pela Universidade de Boston (1987). Ele é Professor Titular de Economia licenciado da Universidade Federal da Bahia (UFBA).

Antonio Palocci Filho – O Sr. Palocci é membro do nosso Conselho de Administração desde 28 de abril de 2011. Formado em medicina com especialização em saúde pública pela Universidade de São Paulo (USP), o Sr. Palocci foi, em 2010, um dos coordenadores da campanha da presidente Dilma Rousseff e é, desde janeiro de 2011, ministro-chefe da Casa Civil. O Sr. Palocci foi ministro da Fazenda de 2003 a 2006, prefeito de Ribeirão Preto (SP) e deputado federal e estadual. Ele também é um dos fundadores do Partido dos Trabalhadores (PT) e participou ativamente da eleição do ex-presidente Luiz Inácio Lula da Silva em 2002.

Francisco Roberto de Albuquerque— Sr. de Albuquerque é membro de nosso Conselho de Administração desde 2 de abril de 2007 e é também membro do Conselho de Administração da Petrobras Distribuidora S.A. – BR. Sr. de Albuquerque é membro de nosso Conselho de Administração desde 2 de abril de 2007 e é também membro do Conselho de Administração da Petrobras Distribuidora S.A. – BR. É membro do Comitê de Auditoria e do Comitê de Remuneração e Sucessão de nosso Conselho de Administração desde 13 de abril de 2007 e 15 de outubro de 2007, respectivamente. Ele possui diploma de bacharel em Ciências Militares pela Academia Militar das Agulhas Negras (AMAN), em Resende, Rio de Janeiro em 1958 e de Economia pela Universidade de São Paulo (1968), diploma de mestrado em Ciências Militares pela Escola de Aperfeiçoamento de Oficiais em 1969 e é Ph.D em Ciências Militares da Escola de Comando e Estado-Maior do Exército, no Rio de Janeiro em 1977.

Fabio Colletti Barbosa— O Sr. Barbosa é membro do nosso Conselho Administrativo desde 3 de janeiro de 2003 e é também conselheiro da Petrobras Distribuidora S.A. – BR. Ele é Presidente do Comitê de Auditoria de nosso Conselho de Administração desde 17 de junho de 2005. Ele é Presidente do conselho do Grupo Santander Brasil desde fevereiro de 2011. Em março de 2011, o Sr. Barbosa tornou-se Presidente do Conselho da Federação Brasileira das Associações de Bancos (FEBRABAN) após ter ocupado o cargo de presidente por quatro anos. O Sr. Barbosa graduou-se em Administração de Empresas pela Fundação Getúlio Vargas – São Paulo e obteve seu diploma MBA no Institute for Management and Development – em Lausanne, na Suíça.

Jorge Gerdau Johannpeter— O Sr. Johannpeter é membro de nosso Conselho de Administração desde 19 de outubro de 2001 e também é membro do Conselho de Administração da Petrobras Distribuidora S.A. – BR. Ele foi indicado como membro do Comitê de Remuneração e Sucessão de nosso Conselho de Administração em 15 de outubro de 2007. O Sr. Johannpeter é Presidente do Conselho de Administração da Gerdau, membro do Conselho de Administração do Instituto Aço Brasil—IABr, membro do Conselho de Desenvolvimento Econômico e Social e membro do Conselho de Administração da World Steel Association. O Sr. Johannpeter também participa ativamente nos esforços para melhorar a eficiência e a qualidade da administração nos setores públicos e privados, é membro do conselho deliberativo da Parceiros Voluntários e membro da Ação Empresarial. É Bacharel em Direito e Ciências Sociais pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), Porto Alegre, em 1961.

Luciano Coutinho— O Sr. Coutinho é membro do nosso Conselho de Administração desde 4 de abril de 2008 e é também membro do Conselho de Administração da Petrobras Distribuidora S.A. – BR. Ele é Presidente do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) desde 27 de abril de 2007. Além disso, o Sr. Coutinho é membro do Conselho de Administração da Vale S.A., membro do Comitê Curador para a Fundação Nacional da Qualidade – FNQ – e representante do BNDES junto ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico—FNDCT O Sr. Coutinho é Ph.D. em economia pela Universidade de Cornell, e tem diploma de mestrado em economia pelo Instituto de Pesquisas Econômicas—Fipe da Universidade de São Paulo (USP), e é bacharel em economia pela USP.

Sergio Franklin Quintella—O Sr. Quintella é membro de nosso Conselho de Administração desde 8 de abril de 2009 e também é membro do Conselho de Administração da Petrobras Distribuidora S.A. — BR. Ele é membro do Comitê de Auditoria de nosso Conselho de Administração desde 13 de novembro de 2009. Ele é vice presidente da Fundação Getúlio Vargas - FGV. Foi membro do Conselho de Administração do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social—BNDES de 1975 a 1980, membro do CMN de 1985 a 1990 e presidente do

Tribunal de Contas do Estado do Rio de Janeiro de 1993 a 2005. O Sr. Quintella é graduado em engenharia civil pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro—PUC-Rio, em engenharia econômica pela Escola Nacional de Engenharia e em economia pela Faculdade de Economia do Rio de Janeiro. Também possui diploma de mestrado em administração pela IPSOA, em Turim, na Itália, e é graduado do Programa de Administração Avançada da Harvard Business School. O Sr. Quintella atualmente é membro do conselho da PUC-Rio.

Márcio Pereira Zimmermann—O Sr. Zimmermann é membro de nosso Conselho de Administração desde 22 de março de 2010 e também é membro do Conselho de Administração da Petrobras Distribuidora S.A. — BR. — BR. Ele é Presidente do Comitê de Remuneração e Sucessão do nosso Conselho de Administração desde 29 de abril de 2010. O Sr. Zimmermann é o atual Secretário Executivo (Ministro Substituto) do MME, onde anteriormente ocupou o cargo de Ministro, Secretário Executivo e Secretário de Planejamento e Desenvolvimento de Energia. O Sr. Zimmermann também é o Presidente do Conselho de Administração das Centrais Elétricas Brasileiras—Eletrobrás, onde anteriormente ocupou o cargo de Diretor Executivo de Engenharia e de Presidente do Conselho de Administração de Furnas Centrais Elétricas S.A. Ele é membro do CNPE desde fevereiro de 2009. Ele também foi Diretor Executivo de Produção e Comercialização de Energia e Diretor Executivo Técnico da Eletrosul Centrais Elétricas S.A., e Diretor Executivo de Pesquisa e Desenvolvimento do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica—CEPEL. O Sr. Zimmermann é bacharel em engenharia elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul - PUC-RS, com pós-graduação em engenharia de sistemas elétricos pela Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI e mestrado em engenharia elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-Rio.

Conselheiros da PifCo

A PifCo é administrada por um Conselho de Administração, composto de três membros e de seus diretores executivos. O Conselho de Administração é responsável por elaborar as contas do término do exercício da PifCo, convocar assembleias de acionistas e revisar e monitorar seu desempenho financeiro e estratégia. Embora não seja exigido pelos atos constitutivos e contrato social da PifCo, faz parte da política da PifCo que o Presidente e todos os seus diretores executivos sejam funcionários da Petrobras.

Os conselheiros da PifCo têm mandato indefinido e podem ser destituídos com ou sem justa causa. A tabela a seguir estabelece determinadas informações sobre o Conselho de Administração da PifCo:

Nome	Data de Nascimento	Cargo	Ano de Nomeação
Daniel Lima de Oliveira	29 de dezembro de 1951	Presidente	2005
Marcos Antonio Silva Menezes	24 de março de 1952	Conselheiro	2003
José Raimundo Brandão Pereira	27 de outubro de 1956	Conselheiro	2008

Daniel Lima de Oliveira—O Sr. Lima de Oliveira é Presidente do Conselho de Administração e Presidente (CEO) da PifCo e Gerente Executivo de Finanças Corporativas da Petrobras desde 1º de setembro de 2005. De janeiro de 2003 a setembro de 2005, o Sr. Lima foi conselheiro da Petrobras International Braspetro BV (PIB BV) e da Braspetro Oil Services Company – Brasoil - e de setembro de 2005 a abril de 2006, foi membro do Conselho de Administração da REFAP S/A. O Sr. Lima de Oliveira graduou-se em engenharia mecânica pela Faculdade de Engenharia Industrial de São José dos Campos em 1975.

Marcos Antonio Silva Menezes—O Sr. Menezes é conselheiro da PifCo desde 2003 e Diretor Executivo de Contabilidade da Petrobras desde 1998. Foi presidente do conselho fiscal e do comitê de auditoria da Braskem S.A. em 2010. Foi membro do conselho fiscal do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis – IBP e membro do conselho fiscal da Organização Nacional das Indústrias de Petróleo – ONIP. Ele também é membro da Associação Nacional de Executivos de Finanças, Administração e Contabilidade—ANEFAC e da Associação Brasileira de Companhias Abertas—ABRASCA e sua Comissão de Regras de Contabilidade e Auditoria —CANC. O Sr. Menezes graduou-se em contabilidade e em administração de empresas pela Faculdade Moraes Júnior, no Rio de Janeiro, possui pós-graduação em administração financeira pela Fundação Getúlio Vargas e concluiu um programa de administração avançada (PGA) na Fundação Dom Cabral/INSEAD – França.

José Raimundo Marca Pereira—O Sr. Pereira é conselheiro da PifCo e atua como Gerente Executivo de Marketing e Comércio da PifCo desde junho de 2008. O Sr. Pereira também é conselheiro da Petrobras International Braspetro BV (PIB BV) desde setembro de 2008 e é membro do Conselho de Administração da PESA (Petrobras Argentina S.A.) desde março de 2009. O Sr. Pereira graduou-se em engenharia civil pela Universidade Estadual do Maranhão em 1979.

Diretores Executivos da Petrobras

Nossa diretoria executiva, composta por um Diretor Presidente e seis diretores executivos, é responsável por nossa administração diária. De acordo com o nosso estatuto social, o Conselho de Administração elege os diretores executivos, incluindo o Diretor Presidente. O Presidente é escolhido entre os membros do Conselho de Administração. Todos os diretores executivos são brasileiros e residem no Brasil. De acordo com nosso estatuto social, a eleição de diretores pelo Conselho de Administração deve levar em consideração sua qualificação pessoal, conhecimento e especialização em suas respectivas áreas. O período máximo de mandato dos diretores executivos é de três anos, sendo permitida a reeleição. O Conselho de Administração poderá destituir qualquer diretor executivo do cargo a qualquer momento, com ou sem justa causa. Seis dos atuais diretores executivos são gerentes, engenheiros ou técnicos experientes de carreira da Petrobras.

A tabela a seguir estabelece determinadas informações a respeito de nossos diretores executivos:

Nome	Data de Nascimento	Cargo	Mandato atual
J.S. Gabrielli de Azevedo	3 de outubro de 1949	Presidente	Abril de 2014
Almir Guilherme Barbassa	19 de maio de 1947	Diretor Financeiro e Diretor de Relações com Investidores	Abril de 2014
Renato de Souza Duque.....	29 de setembro de 1955	Diretor de Serviços	Abril de 2014
Guilherme de Oliveira Estrella.....	18 de abril de 1942	Diretor de Exploração e Produção	Abril de 2014
Paulo Roberto Costa	1º de janeiro de 1954	Diretor de Abastecimento	Abril de 2014
Maria das Graças Silva Foster.....	26 de agosto de 1953	Diretora de Gás e Energia	Abril de 2014
Jorge Luiz Zelada	20 de janeiro de 1957	Diretor Internacional	Abril de 2014

J. S. Gabrielli de Azevedo—O Sr. Gabrielli é nosso Presidente e membro de nosso Conselho de Administração desde 22 de julho de 2005. Para obter informações biográficas sobre o Sr. Gabrielli, consulte “—Conselheiros da Petrobras.”

Almir Guilherme Barbassa—O Sr. Barbassa é nosso Diretor Financeiro e de Relações com Investidores desde 22 de julho de 2005. O Sr. Barbassa foi admitido na Petrobras em 1974 e trabalhou em diversos cargos financeiros e de planejamento, tanto no Brasil quanto no exterior. O Sr. Barbassa atuou como gerente de tesouraria e financeiro corporativo da Petrobras e, também, atuou diversas vezes como gerente financeiro e presidente de subsidiárias da Petrobras que conduzem atividades financeiras internacionais. O Sr. Barbassa também é membro do Conselho de Administração da Braskem S.A. Além disso, foi professor de economia na Universidade Católica de Petrópolis e das Faculdades Integradas Bennett de 1973 a 1979. O Sr. Barbassa possui mestrado em economia pela Fundação Getúlio Vargas.

Renato de Souza Duque—O Sr. Duque é o nosso Diretor de Serviços desde 31 de janeiro de 2003. Atualmente, o Sr. Duque é membro do Conselho de Administração da Petrobras Gás S.A. – GASPETRO e Presidente da Petrobras Negócios Eletrônicos S.A. O Sr. Duque é formado em engenharia elétrica pela Universidade Federal Fluminense e obteve o diploma de MBA pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ).

Guilherme de Oliveira Estrella—O Sr. Guilherme Estrella é nosso Diretor de Exploração e Produção desde 2003. É Presidente do Conselho de Administração do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis desde 2003. O Sr. Estrella formou-se em 1964 pela Faculdade de Geologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Paulo Roberto Costa—O Sr. Paulo Roberto é o nosso Diretor de Abastecimento desde 14 de maio de 2004. O Sr. Paulo Roberto graduou-se em engenharia mecânica pela Universidade Federal do Paraná em 1976. O Sr.

Costa foi admitido na Petrobras em 1977 e trabalhou por um longo período em nossas atividades de exploração e produção. O Sr. Costa também é membro do Conselho de Administração da Braskem S.A.

Maria das Graças Silva Foster— A Sra. Maria das Graças Silva Foster é nossa Diretora de Gás e Energia desde 21 de setembro de 2007. A Sra. Maria das Graças Foster também é a Presidente da Petrobras Gás S.A.-Gaspetro, Presidente do Conselho de Administração da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A.—TBG e da Transportadora Associada de Gás S.A.—TAG e membro do Conselho de Administração da Petrobras Transporte S.A.—Transpetro, Petrobras Biocombustível S.A.—PBIO, Braskem S.A. e do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. Ela é formada em engenharia química pela Universidade Federal Fluminense, tem diploma de mestrado em engenharia química e nuclear pela Universidade Federal do Rio de Janeiro e MBA em economia pela Fundação Getúlio Vargas.

Jorge Luiz Zelada—O Sr. Zelada é nosso Diretor Internacional desde 3 de março de 2008. O Sr. Zelada formou-se em engenharia elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro em 1979 e possui diploma MBA do IBMEC/ Rio de Janeiro de 2000.

Diretores Executivos da PifCo

Todos os atuais diretores executivos são gerentes experientes da Petrobras; alguns deles já atuaram nos conselhos de administração de empresas subsidiárias da Petrobras e em escritórios de representação no exterior. Os diretores executivos trabalham como um conselho e são responsáveis pela administração diária da PifCo. Os diretores executivos da PifCo têm mandato indefinido e podem ser destituídos com ou sem justa causa.

A tabela a seguir estabelece determinadas informações sobre os diretores executivos da PifCo:

Nome	Data de Nascimento	Cargo	Ano de Nomeação
Daniel Lima de Oliveira	29 de dezembro de 1951	Presidente	2009
Guilherme Pontes Galvão França.....	18 de janeiro de 1959	Diretor Comercial	2005
Sérvio Túlio da Rosa Tinoco.....	21 de junho de 1955	Diretor Financeiro	2005
Mariângela Monteiro Tizatto (1).....	9 de agosto de 1960	Diretora de Contabilidade	1998
Nilton Antonio de Almeida Maia.....	21 de junho de 1957	Diretor Jurídico	2000
Gerson Luiz Gonçalves	29 de setembro de 1953	Diretor de Auditoria	2000
Juarez Vaz Wassersten	26 de agosto de 1954	Diretor de Negócios	2009

(1) Mariângela Monteiro Tizatto pediu demissão de seu cargo como Diretora de Contabilidade da PifCo em 15 de maio de 2011. A PifCo está, atualmente, buscando um substituto.

Daniel Lima de Oliveira—O Sr. Lima de Oliveira é Presidente do Conselho de Administração e Presidente (CEO) da PifCo e Gerente Executivo de Finanças Corporativas da Petrobras desde 1º de setembro de 2005. Para obter informações biográficas sobre o Sr. Lima de Oliveira, consulte “—Conselheiros da PifCo.”

Guilherme Pontes Galvão França— O Sr. França atua como Diretor Comercial da PifCo desde 1º de outubro de 2005. O Sr. França formou-se em engenharia química pela Universidade Federal do Rio de Janeiro em 1981.

Sérvio Túlio da Rosa Tinoco— O Sr. Tinoco é Diretor Financeiro da PifCo desde 1º de setembro de 2005. O Sr. Tinoco é formado em economia pela Universidade Oswaldo Cruz, São Paulo (1978) e obteve um MBA pela Fundação Getúlio Vargas, São Paulo (1983), parcialmente completado com um ano no Institut Supérieur des Affaires – ISA/HEC, França.

Nilton Antonio de Almeida Maia—O Sr. Maia atua como Diretor Jurídico da PifCo desde 19 de abril de 2000. O Sr. Maia atualmente também atua como Advogado Geral da Petrobras. Ele possui pós-graduação em direito, com especializações em energia e direito tributário pela Universidade Cândido Mendes e Universidade Estácio de Sá.

Gerson Luiz Gonçalves—O Sr. Gonçalves atua como Diretor de Auditoria da PifCo desde 19 de abril de 2000 e Gerente Executivo de Auditoria Interna da Petrobras desde 1º de dezembro de 1994. O Sr. Gonçalves é membro do Instituto Brasileiro de Auditores Internos (AUDIBRA) e do *International Institute of Internal Auditors* (Instituto Internacional de Auditores Internos - IIA). Ele é bacharel em contabilidade pela Universidade de São Paulo em 1975.

Juarez Vaz Wassersten—O Sr. Wassersten é Diretor de Negócios da PifCo desde janeiro de 2009. O Sr. Wassersten é bacharel em engenharia de produção pela Universidade Federal do Rio de Janeiro e tem mestrado em economia pela Universidade Candido Mendes.

Remuneração

Petrobras

Em 2010, o valor total de remuneração que pagamos a todos os membros do Conselho de Administração e diretores executivos foi de aproximadamente US\$ 5 milhões.

Além disso, os membros do conselho e da diretoria executiva recebem certos benefícios adicionais, geralmente fornecidos para os nossos funcionários e suas famílias, tais como assistência médica, pagamento de despesas educacionais e benefícios de previdência social complementar.

Não celebramos contratos de serviço com nossos diretores fornecendo benefícios quando da rescisão do vínculo empregatício. Possuímos comitê de remuneração e sucessão na forma de um comitê consultivo. Consulte “— Outros Comitês Consultivos”.

PifCo

Os conselheiros e diretores executivos da PifCo são pagos pela Petrobras por suas funções como funcionários da Petrobras; entretanto, eles não recebem nenhum tipo de remuneração adicional, pensão ou outros benefícios da PifCo ou da Petrobras pelo exercício de suas funções como conselheiros ou diretores executivos da PifCo, conforme o caso.

Titularidade das Ações

Petrobras

Em 29 de abril de 2011, os membros de nosso Conselho de Administração, nossos diretores executivos, membros do nosso Conselho Fiscal e seus parentes próximos, como um grupo, detinham um total de 26.544 ações ordinárias e 130.072 ações preferenciais da nossa companhia. Deste modo, em bases individuais e como um grupo, nossos conselheiros, diretores executivos, membros do nosso Conselho Fiscal e seus parentes próximos detinham de forma beneficiária menos do que um por cento de qualquer classe de nossas ações. As ações de propriedade dos nossos conselheiros, diretores executivos, membros do Conselho Fiscal e membros de suas famílias têm os mesmos direitos a voto que as ações do mesmo tipo e classe que são detidos por nossos outros acionistas. Nenhum dos conselheiros, diretores executivos, membros do Conselho Fiscal ou membros de suas famílias detêm quaisquer opções de compra de ações ordinárias ou ações preferenciais. A Petrobras não tem plano de opção de ações para seus conselheiros, diretores executivos ou funcionários.

PifCo

Em 31 de dezembro de 2010, o capital social da PifCo era composto por 300.050.000 ações com valor nominal de US\$ 1,00 por ação, todas emitidas e em circulação. Todas as ações ordinárias emitidas e em circulação da PifCo são detidas por nós.

Conselho Fiscal

Estabelecemos um Conselho Fiscal permanente, em conformidade com as disposições aplicáveis da Lei das Sociedades Anônimas, composto por até cinco membros. Conforme exigido pela Lei das Sociedades Anônimas, nosso Conselho Fiscal é independente da nossa administração e dos nossos auditores externos. As responsabilidades do Conselho Fiscal incluem, entre outras: (i) monitoramento das atividades da administração e (ii) revisão do nosso relatório anual e demonstrações financeiras. Os membros e respectivos suplentes são eleitos pelos acionistas na assembleia geral ordinária anual. Os detentores de ações preferenciais sem direito de voto e os acionistas ordinários minoritários têm, cada um, o direito, como uma classe, de eleger um membro e respectivo suplente para o Conselho Fiscal. O Governo Federal tem o direito de nomear a maioria dos membros do Conselho Fiscal e seus suplentes. Um desses membros e seu respectivo suplente são nomeados pelo Ministério da Fazenda representando o Tesouro Nacional. Os membros do Conselho Fiscal são eleitos em nossa assembleia geral ordinária de acionistas anual para exercer mandato de um ano, sendo permitida a reeleição.

A tabela a seguir discrimina os atuais membros do Conselho Fiscal:

Nome	Ano da Primeira Nomeação
Marcus Pereira Aucélio	2005
César Acosta Rech	2008
Marisete Fátima Dadald Pereira	2011
Nelson Rocha Augusto	2003
Maria Lúcia de Oliveira Falcón	2003

A tabela a seguir discrimina os membros suplentes do Conselho Fiscal:

Nome	Ano da Primeira Nomeação
Paulo Fontoura Valle.....	2010
Ricardo de Paula Monteiro.....	2008
Edson Freitas de Oliveira	2002
Maria Auxiliadora Alves da Silva	2003
Celso Barreto Neto.....	2002

Comitê de Auditoria da Petrobras

Temos um Comitê De Auditoria que assessora nosso Conselho de Administração, composto exclusivamente por membros do nosso Conselho de Administração.

Em 17 de junho de 2005, nosso Conselho de Administração aprovou a criação de nosso Comitê de Auditoria para cumprir as exigências de comitê de auditoria da Lei Sarbanes-Oxley de 2002 e a Regra 10A-3 da Lei de Mercados de Capitais de 1934.

O Comitê de Auditoria é responsável, entre outras coisas, por:

- fazer recomendações ao nosso Conselho de Administração em relação à nomeação, remuneração e conservação de nosso auditor independente;
- auxiliar nosso Conselho de Administração com a análise de nossas demonstrações financeiras e eficácia de nossos controles internos quanto à prestação de relatórios financeiros em consulta com os auditores internos e independentes;
- auxiliar na resolução de conflitos entre a administração e o auditor independente no que se refere às nossas demonstrações financeiras;

- conduzir uma revisão anual das transações de partes relacionadas que envolvam os membros com participação de nosso Conselho de Administração e diretores executivos e empresas que empregam quaisquer uma destas pessoas, assim como quaisquer outras transações materiais com partes relacionadas; e
- estabelecer procedimentos para a recepção, retenção e tratamento de reclamações referentes a questões contábeis, controle interno e auditoria, incluindo procedimentos para apresentação confidencial e anônima, por parte dos funcionários, de preocupações a respeito de assuntos contábeis ou de auditoria questionáveis

Em 16 de dezembro de 2005, o estatuto de nosso Comitê de Auditoria foi aditado para atender às exigências de comitê de auditoria da Lei Sarbanes-Oxley de 2002 e a Norma 10A-3 da Lei de Mercado de Capitais de 1934, incluindo a incorporação dos poderes estabelecidos acima.

Os membros atuais de nosso Comitê de Auditoria são Fabio Colletti Barbosa, Francisco Roberto de Albuquerque e Sergio Franklin Quintella. Todos os membros de nosso Comitê de Auditoria são independentes, conforme definido no 17 CFR 240.10A-3.

Outros Comitês Consultivos

Implantamos mais dois comitês consultivos em 2007: o Comitê de Remuneração e Sucessão e o Comitê de Meio Ambiente. Em 2010, analisamos e revisamos o estatuto do Comitê de Remuneração e Sucessão.

Ouvidoria (Ombudsman) da Petrobras

A Ouvidoria Geral da Petrobras é parte oficial de nossa estrutura corporativa desde outubro de 2005, quando se tornou diretamente vinculada ao Conselho de Administração. A Ouvidoria Geral é o canal oficial para receber e responder a denúncias e informações relacionadas a possíveis irregularidades na contabilidade, controles internos e auditoria. A Ouvidoria Geral se reporta diretamente ao Comitê de Auditoria e garante o anonimato dos informantes.

Em dezembro de 2007, o Conselho de Administração aprovou as Políticas e Diretrizes da Ouvidoria da Petrobras, o que representou uma etapa importante no alinhamento das práticas do Ouvidor Geral com aquelas dos demais ouvidores no sistema, contribuindo para melhorar a governança corporativa. Em abril de 2010, o Conselho de Administração aprovou um mandato de dois anos, que pode ser renovado por uma vez, para o Diretor da Ouvidoria, visando garantir a independência do diretor na realização de suas funções.

Comitês Consultivos da PifCo

A PifCo não possui nenhum comitê de seu Conselho de Administração.

Funcionários e Vínculos Empregatícios

Atraímos e retemos funcionários valiosos oferecendo uma remuneração e benefícios competitivos, promoções baseadas em mérito e um plano de participação nos lucros. De acordo com a legislação brasileira, o pagamento total da participação nos lucros a funcionários está limitado a 25% do valor dos dividendos propostos para o exercício.

Nós aumentamos a quantidade de funcionários em 2010 devido ao crescimento de nossos negócios.

A tabela abaixo apresenta nosso número de funcionários dos últimos três anos:

	Em 31 de dezembro de		
	2010	2009	2008
Funcionários da Petrobras:			
Controladora	57.498	55.802	55.199
Subsidiárias	15.101	13.150	12.266
Exterior.....	7.893	7.967	6.775
Total Grupo Petrobras.....	80.492	76.919	74.240
Controladora por nível:			
Ensino médio	36.235	35.741	35.490
Faculdade	20.564	19.317	18.868
Funcionários marítimos	699	744	841
Total controladora.....	57.498	55.802	55.199
Controladora por região:			
Sudeste do Brasil	39.783	38.509	38.188
Nordeste do Brasil.....	14.152	13.821	13.641
Outros locais	3.563	3.472	3.370
Total controladora.....	57.498	55.802	55.199

A tabela abaixo estabelece as principais despesas relacionadas a nossos funcionários nos três últimos anos:

	2010	2009	2008
	(Em milhões de dólares americanos)		
Salários	6.814,0	5.115,2	4.957,8
Treinamento de funcionários	207,9	132,2	232,5
Distribuições de participação nos lucros	960,7	748,7	732,2

Não enfrentamos nenhuma greve desde 1995 e consideramos boas nossas relações com nossos funcionários e com os sindicatos que os representam. Quarenta e cinco por cento dos funcionários são membros do Sindicato Nacional de Petroleiros e 44% dos nossos funcionários marítimos pertencem ao Sindicato de Marítimos. Negociamos acordos coletivos com ambos os sindicatos todos os anos. Estes acordos são compostos de cláusulas sociais, com validade de dois anos, e cláusulas econômicas, válidas por um ano. Os últimos acordos foram assinados em 2009 (com cláusulas econômicas e sociais) e em 2010 (apenas com cláusulas econômicas). Por este acordo, os funcionários receberam um aumento de 4,49% no custo de vida, o que reflete em um aumento da inflação para aquele período, conforme medido pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), um aumento de 9,36% na escala de pagamento mínimo e um pagamento único de 100% de remuneração mensal.

Plano de Aposentadoria e de Saúde

Patrocina um plano de aposentadoria com benefício contributivo definido conhecido como Petros, que cobre 96,2% de nossos funcionários. O principal objetivo da Petros é complementar os benefícios da previdência social de nossos funcionários. Os funcionários que participam do plano fazem contribuições obrigatórias mensais. Nossa política de provisão de recursos histórica consiste em fazer contribuições anuais para o plano no valor determinado por avaliações atuariais. As contribuições se destinam a oferecer não apenas os benefícios atribuídos a serviços prestados até o presente momento, como também aqueles que se espera auferir no futuro.

A tabela abaixo mostra os benefícios pagos, as contribuições efetuadas e os passivos em aberto da Petros para os exercícios de 2010, 2009 e 2008:

	2010	2009	2008
	(Em milhões de dólares americanos)		
Total de benefícios pagos	1.054	911	932
Total de contribuições	460	350	286
Passivo Petros (1)	6.259	4.788	2.054

(1) O valor atuarial excedente de nossa obrigação de fornecer benefícios futuros sobre o valor justo dos ativos do plano usados para satisfazer essa obrigação. O aumento deste passivo em 2010 resultou principalmente da mudança na taxa de desconta de 6,6% ao ano em 2009 para 5,9% ao ano em 2010. Consulte a Nota 15.6 de nossas demonstrações financeiras consolidadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010.

Em 9 de agosto de 2002, o Plano Petros interrompeu a admissão de novos participantes e desde 2003 estamos envolvidos em negociações complexas com os representantes do Sindicato Nacional de Petroleiros para discutir os déficits do plano e desenvolver um plano de aposentadoria complementar. Já estivemos sujeitos a processos judiciais devido ao Plano Petros. Em agosto de 2007, aprovamos novos regulamentos para o Plano Petros e celebramos um acordo com o Sindicato Nacional dos Petroleiros e demais partes envolvidas, que irão cancelar os processos judiciais com relação ao Plano Petros. As principais mudanças introduzidas no Plano Petros incluem: (1) os aumentos de salário de funcionários ativos não serão mais repassados para funcionários aposentados, (2) os benefícios dos participantes do plano serão reajustados de acordo com o índice de inflação do IPCA e (3) as reduções em aposentadorias oferecidas pelo plano governamental não serão mais complementadas pelo Plano Petros. Concordamos em pagar R\$ 5,8 bilhões atualizados retroativamente a 31 de dezembro de 2006 pelo índice de preços ao consumidor (IPCA) mais 6% ao ano, que serão pagos em parcelas semestrais com juros de 6% ao ano sobre o saldo pelos próximos 20 anos, conforme anteriormente acordado durante a renegociação.

Em 1º de julho de 2007, implementamos o Plano Petros 2, uma contribuição variável ou plano de aposentadoria misto, para os funcionários que não tinham um plano de aposentadoria complementar. Uma parte deste plano com característica de benefícios definidos inclui cobertura de risco por morte e incapacidade, garantia de benefício mínimo e renda vitalícia, e os compromissos atuariais relacionados são registrados de acordo com o método da unidade de crédito projetada. A parte do plano com características de contribuição definida, marcada por formar uma reserva para a aposentadoria programada, é lançada no resultado do exercício conforme as contribuições são efetuadas. Em 2010, a contribuição da Petrobras e suas subsidiárias para a parte de contribuição definida deste plano foi de US\$ 460 milhões. As despesas e obrigações de benefícios relacionadas ao plano Petros 2 foram registradas de acordo com a ASC 715 “Pagamentos – Benefícios de Aposentadoria”.

Mantemos um plano de assistência médica (AMS), que oferece benefícios definidos e cobre todos os funcionários (ativos e inativos), além de seus dependentes. Administramos o plano, com a contribuição de valores fixos dos funcionários para cobrir os riscos principais e uma parte dos custos relacionados a outros tipos de cobertura em conformidade com a tabela de participação definida por determinados parâmetros, incluindo níveis salariais.

Nosso compromisso relacionado aos benefícios futuros aos participantes do plano é calculado anualmente por um atuário independente, com base no método da União de Crédito Projetado. O plano de assistência médica não é financiado ou garantido de outra forma por ativos. Em invés disso, efetuamos pagamentos de benefícios com base nos custos anuais incorridos pelos participantes do plano.

Além disso, algumas das nossas subsidiárias consolidadas têm seus próprios planos de benefícios

PifCo

Com exceção dos 55 funcionários da PEL e dos 51 funcionários da PSPL, o quadro de funcionários da PifCo consiste unicamente de nossos funcionários e a PifCo depende de nós para desempenhar todas as funções administrativas. Em maio de 2008, a PifCo e a Petrobras celebraram um contrato de partilha de custos e dispêndios referentes ao uso pela PifCo dos recursos administrativos da Petrobras.

Item 7. Acionistas Principais e Transações de Partes Relacionadas

Acionistas Principais

Petrobras

Nosso capital social é composto de ações ordinárias e ações preferenciais, todas sem valor nominal. Em 29 de abril de 2011, havia 7.442.454.142 ações ordinárias em circulação e 5.602.042.788 ações preferenciais em circulação. Esses totais refletem o desdobramento dois por um das nossas ações ordinárias e preferenciais, que entrou em vigor no Brasil a partir de 28 de abril de 2008.

Em 11 de maio de 2007, nossos acionistas aprovaram um desdobramento reverso quatro por dois. Como resultado do desdobramento de ações, a relação de nossas ações ordinárias e ações preferenciais para as ADRs mudou de duas ações para uma ADR. O desdobramento de ações e a mudança da relação da ADR entrou em vigor em 2 de julho de 2007.

De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas, e alterações, a quantidade de ações sem direito a voto de nossa empresa não pode ultrapassar dois terços do número total de ações. O governo brasileiro é obrigado por lei a deter, no mínimo, a maioria de nossas ações com direito a voto e, atualmente, detém 63,6% de nossas ações ordinárias, que são as nossas únicas ações com direito a voto. O governo brasileiro não possui qualquer direito especial de voto, exceto o direito de sempre eleger a maioria de nossos conselheiros, independente dos direitos que nossos acionistas minoritários possam ter para eleger conselheiros estabelecidos em nosso estatuto.

A tabela a seguir mostra as informações referentes à titularidade de nossas ações ordinárias e ações preferenciais em 29 de abril de 2011, pelo governo brasileiro, certas instituições do setor público e por nossos conselheiros e executivos, como um grupo. Não temos conhecimento de qualquer outro acionista que detenha mais do que 5% de nossas ações ordinárias. Os números abaixo mostram o efeito de nossa Oferta Pública Global de ações, concluída em 1º de outubro de 2010.

Acionista	Ações ordinárias	%	Ações preferenciais	%	Total de Ações	%
Governo federal	4.128.415.722	55,47	222.998.740	3,98	4.351.414.462	33,36
BNDES.....	431.898.159	5,80	2.433.460	0,04	434.331.619	3,33
BNDES Participações S.A.—BNDESPar.....	173.400.392	2,33	1.341.348.766	23,95	1.514.749.158	11,61
Outras empresas do setor público brasileiro.....	3.314.412	0,05	1.467.978	0,03	4.782.390	0,04
Todos os conselheiros e executivos como um Grupo (15 pessoas).....	26.544	0,00	128.344	0,00	154.888	0,00
Outros	2.705.398.913	36,35	4.033.665.500	72,00	6.739.064.413	51,66
Total	<u>7.442.454.142</u>	<u>100,00</u>	<u>5.602.042.788</u>	<u>100,00</u>	<u>13.044.496.930</u>	<u>100,00</u>

Em 29 de abril de 2011, aproximadamente 28,26% de nossas ações preferenciais e aproximadamente 21,52% de nossas ações ordinárias eram detidas com registro nos Estados Unidos, diretamente ou sob a forma de ADS. Em 29 de abril de 2011, tínhamos aproximadamente 791.720.153 detentores registrados de ações preferenciais ou ADSs representativas de ações preferenciais, e aproximadamente 801.010.162 detentores registrados de ações ordinárias ou ADSs representando as ações ordinárias nos Estados Unidos. A relação de nossas ADRs de ações ordinárias e preferenciais é de duas ações para uma ADR. Esta relação foi alterada pelo desdobramento reverso em vigor a partir de 2 de julho de 2007.

PifCo

Os conselheiros e diretores executivos da PifCo são pagos pela Petrobras por suas funções como funcionários da Petrobras; entretanto, eles não recebem nenhum tipo de remuneração adicional, pensão ou outros benefícios da PifCo ou da Petrobras pelo exercício de suas funções como conselheiros ou diretores executivos da PifCo, conforme o caso.

Transações da Petrobras com Partes Relacionadas

Conselho de Administração

As operações diretas com membros de nosso Conselho de Administração ou nossos diretores executivos requerem a aprovação do nosso Conselho de Administração e devem seguir as condições de uma transação sem interesse e práticas de mercado que orientam as transações com terceiros. Nenhum dos membros de nosso Conselho de Administração, nossos diretores executivos ou membros de sua família imediata teve interesse direto em qualquer transação que efetuamos que seja, ou tenha sido incomum em sua natureza ou condições, ou significativa para nossa empresa durante o exercício em curso ou durante os três exercícios financeiros imediatamente anteriores, ou durante qualquer exercício financeiro prévio, que permaneça sob qualquer aspecto pendente ou não realizada. Além disso, não participamos de nenhuma transação com partes relacionadas que seja, ou tenha sido, incomum em sua natureza ou condições, durante o exercício financeiro em curso ou durante os três exercícios financeiros imediatamente anteriores, e nenhuma operação foi proposta que fosse ou que poderia ser significativa para nossos negócios.

Não há empréstimos pendentes ou garantias para com os membros de nosso Conselho de Administração, nossos diretores executivos ou a quaisquer parentes próximos.

Para obter uma descrição das ações detidas de forma beneficiária pelos membros de nosso Conselho de Administração e dos membros próximos de suas famílias, consulte o Item 6 “Conselheiros, Diretoria Sênior e Funcionários — Titularidade das Ações”.

O Governo Federal Brasileiro

Dedicamo-nos e esperamos continuar a nos dedicarmos, no curso normal dos negócios com o nosso acionista controlador, o governo brasileiro, e com outras empresas controladas por ele, inclusive financiamentos do BNDES e operações bancárias, de gestão de ativos ou outras operações com o Banco do Brasil S.A. As operações com o Banco do Brasil mencionadas acima tinham um saldo líquido negativo de US\$ 2.613 milhões em 31 de dezembro de 2010. Consulte a Nota 22 de nossas demonstrações financeiras consolidadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010.

Em 31 de dezembro de 2010, tínhamos contas a receber (a Conta de Petróleo e Álcool) do governo brasileiro, nosso acionista controlador, de US\$493 milhões garantidas por uma conta de depósito bloqueado de US\$53 milhões. Consulte a Nota 22 de nossas demonstrações financeiras consolidadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010.

Temos também depósitos restritos feitos por nós, que servem como garantia para processos judiciais envolvendo o governo brasileiro. Até 31 de dezembro de 2010, esses depósitos totalizavam US\$1.480 milhões. Consulte a Nota 22 de nossas demonstrações financeiras consolidadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010.

Além disso, de acordo com a legislação brasileira, só podemos investir em títulos emitidos pelo governo brasileiro no Brasil. Esta restrição não se aplica aos investimentos fora do Brasil. Em 31 de dezembro de 2010, o valor desses títulos negociáveis que foram diretamente adquiridos e mantidos conosco totalizou US\$18.665 milhões. Consulte a Nota 22 de nossas demonstrações financeiras consolidadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010.

Para obter informações adicionais relacionadas às nossas principais operações financeiras com partes relacionadas, consulte a nota explicativa 22 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas de 31 de dezembro de 2010.

Transações da PifCo com Partes Relacionadas

Por ser nossa subsidiária integral, a PifCo tem várias transações conosco e com demais empresas coligadas durante o curso ordinário dos negócios. Antes de abril de 2010, a PifCo atuava em compras de petróleo e derivados de fornecedores internacionais e os revendia em dólares para nós a uma base de pagamento diferida, a um preço que incluía um ágio para compensar a PifCo por seus custos de financiamento. Em abril de 2010, a PifCo começou a vender petróleo e derivados do petróleo para nós em condições que permitem o pagamento em até aproximadamente 30 dias, sem ágio. A PifCo também compra petróleo e derivados de nós e os mantém em estoque e os revende fora do Brasil. Substancialmente todas as receitas da PifCo são geradas pelas operações que mantém conosco. Além disso, a PifCo compra e vende petróleo e derivados de e para terceiros e partes relacionadas, especialmente fora do Brasil.

Desde o início da PifCo, não houve, nem foram propostas, operações relevantes com quaisquer conselheiros ou executivos da PifCo. Não há empréstimos concedidos pela PifCo a seus conselheiros e executivos.

As principais transações da PifCo com partes relacionadas resultaram nos seguintes saldos em 2010 e 2009:

	31 de Dezembro de 2010		31 de Dezembro de 2009	
	Ativos	Passivos	Ativos	Passivos
	(Em milhões de dólares americanos)			
Ativos				
Circulante:				
Contas a receber	5.891	—	15.986	—
Notas a receber(1)	2.636	—	1.213	—
Títulos negociáveis.....	2.429	—	2.547	—
Pré-pagamento de exportações	70	—	383	—
Outros	3	—	4	—
Outros não-circulantes:				
Títulos negociáveis.....	2.729	—	2.490	—
Notas a receber.....	431	—	422	—
Pré-pagamento de exportações	194	—	264	—
Passivos				
Circulante:				
Contas a pagar - Comércio	—	2.169	—	1.685
Títulos a pagar (1)	—	—	—	7.862
Outros	—	1	—	3
Total	<u>14.383</u>	<u>2.170</u>	<u>23.309</u>	<u>9.550</u>
Circulante.....	<u>11.029</u>	<u>2.170</u>	<u>20.133</u>	<u>9.550</u>
A longo prazo.....	<u>3.354</u>	<u>—</u>	<u>3.176</u>	<u>—</u>

(1) Os títulos da PifCo a receber e a pagar de nós pela maioria dos empréstimos apresenta taxa de juros de acordo com a LIBOR mais 3,0% ao ano.

As principais transações da PifCo com partes relacionadas são as seguintes:

	Exercício findo em 31 de Dezembro					
	2010		2009		2008	
	Receita	Despesa	Receita	Despesa	Receita	Despesa
	(US\$million)					
Vendas de petróleo, derivados e serviços						
Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras	10.784	—	10.139	—	19.040	—
Petrobras International Braspetro B.V. - PIB BV e suas subsidiárias.....	4.529	—	3.401	—	2.023	—
Downstream Participações S.A. e suas subsidiárias.....	1.739	—	2.080	—	2.709	—
Outros.....	365	—	109	—	26	—
Compras						
Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras.....	—	(11.144)	—	(9.176)	—	(11.660)
Petrobras International Braspetro B.V. - PIB BV e suas subsidiárias.....	—	(2.698)	—	(2.180)	—	(2.185)
Downstream Participações S.A. e suas subsidiárias	—	(328)	—	(515)	—	(586)
Outros.....	—	(57)	—	(28)	—	—
Despesas de vendas, gerais e administrativas						
Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras	—	(113)	—	(135)	—	(294)
Petrobras International Braspetro B.V. - PIB BV e suas subsidiárias.....	—	(78)	—	(62)	—	(48)
Outros.....	2	—	—	—	—	—
Receita Financeira						
Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras	482	—	1.301	—	1.470	—
Petrobras International Braspetro B.V. - PIB BV e suas subsidiárias.....	84	—	132	—	93	—
Downstream Participações S.A. e suas subsidiárias.....	—	—	30	—	57	—
Outros.....	4	—	6	—	37	—
Despesas Financeiras						
Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras	—	(107)	—	(937)	—	(1.319)
Petrobras International Braspetro B.V. - PIB BV e suas subsidiárias.....	—	(5)	—	(28)	—	(31)
Outros.....	—	—	—	—	—	(3)
Total	17.989	(14.530)	17.198	(13.061)	25.455	(16.126)

Item 8. Informações Financeiras

Demonstrações Consolidadas da Petrobras e Outras Informações Financeiras

Consulte o Item 18. “Demonstrações Financeiras” e “Índice das Demonstrações Financeiras.”

Demonstrações Consolidadas da PifCo e Outras Informações Financeiras

Consulte o Item 18. “Demonstrações Financeiras” e “Índice das Demonstrações Financeiras.”

Processos Judiciais

Petrobras

Atualmente, somos parte em diversos processos judiciais nas áreas cível, administrativa, ambiental, trabalhista e fiscal. Vários litígios individuais descritos mais detalhadamente a seguir respondem por uma parcela significativa do valor total das reclamações contra nós. Nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas incluem apenas as provisões para perdas e despesas prováveis e razoavelmente estimadas que possamos incorrer com relação a processos em trâmite. Consulte a Nota 18 de nossas demonstrações financeiras consolidadas. A tabela abaixo apresenta nossas provisões financeiras registradas por tipo de reivindicação:⁽¹⁾

	Provisões em 31 De Dezembro de	
	2010	2009
	(Em milhões de dólares americanos)	
Ações trabalhistas	119	71
Ações fiscais	361	94
Ações cíveis	214	272
Ações comerciais e outras contingências	66	63
Total	760	500

(1) Exclui provisões para contingências contratuais e lançamentos tributários pelo Instituto Nacional do Seguro Social (INSS).

O valor total relativo às ações contra a Petrobras, empresa controladora, em 31 de dezembro de 2010, correspondia a aproximadamente 33,5% do valor total de ações movidas contra nós e os valores pagos por nós em relação a ações judiciais contra a Petrobras nos últimos cinco anos foram, em média, de US\$ 386 milhões por ano. Em 31 de dezembro de 2010, estimamos que o valor total das ações movidas contra nós, excluindo os litígios cuja natureza não seja monetária, ou litígios que não possam ser facilmente estimados no estágio atual dos processos, era de aproximadamente US\$ 38,7 bilhões.

As ações mais significativas contra nós estão resumidas abaixo:

Ações Cíveis

Em 23 de novembro de 1992, a Porto Seguro Imóveis Ltda., acionista minoritária da Petroquisa, moveu uma ação em nome da Petroquisa (ação derivativa de acionista) contra nós alegando prejuízos sofridos em consequência da venda da participação acionária da Petroquisa em várias empresas do setor petroquímico incluídas no Programa Nacional de Desestatização. A autora da ação exige que nós, na qualidade de acionistas controladores da Petroquisa, sejamos obrigados a reintegrar os danos causados ao patrimônio da Petroquisa, desde a aprovação do preço mínimo de venda para as empresas privatizadas. Uma decisão inicial em 14 de janeiro de 1997 nos responsabilizou perante a Petroquisa pelos danos, em um valor equivalente a US\$ 3.406 milhões. Além disso, fomos solicitados a pagar à autora 5% deste montante como ágio, bem como os honorários advocatícios de 20% sobre este valor. Em 2006, compramos todas as participações minoritárias da Petroquisa e agora somos proprietários de 100,0% do seu capital social. Recorremos e conseguimos cancelar a sentença; entretanto, uma sentença recursal subsequente em 30 de março de 2004 exigiu que a Petrobras indenizasse a Petroquisa e a Porto Seguro em US\$ 2.359 milhões e US\$ 590 milhões, respectivamente (este último valor representando 5% e 20% de ágio e honorários advocatícios, respectivamente). Existe um processo em andamento no STJ e no STF estimados para serem concluídos em 2011, buscando reverter a decisão.

Se essa sentença não for revertida, a indenização estimada para a Petroquisa, incluindo a correção monetária e os juros, seria de US\$ 11.422 milhões. Entretanto, como a Petrobras possui 100% do capital social da Petroquisa, não teríamos que pagar uma parte da indenização estimada em US\$ 7.539 milhões. Deveremos também pagar US\$ 571 milhões à Porto Seguro e US\$ 2.284 milhões em honorários advocatícios se essa decisão não for revertida. Para mais informações sobre esta ação, consulte a Nota 18(b) de nossas demonstrações financeiras consolidadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010.

Em 1981, a Kallium Mineração S.A. moveu uma ação contra a Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais – CPRM, pleiteando uma indenização de aproximadamente R\$ 450 milhões relativos à rescisão antecipada de um contrato para a exploração de uma mina de sais de potássio no Sergipe. A CPRM rescindiu o contrato quando o governo brasileiro, que tinha concedido anteriormente à CPRM o direito de desenvolver um projeto de exploração para a mina, cancelou a concessão para a CPRM e a transferiu para nossa ex-subsidiária, Petromisa. Como resultado, a CPRM moveu uma ação contra nós e o governo brasileiro como co-réus. Em 1999, apesar de negar a maioria das reivindicações da Kallium, o tribunal nos condenou a pagar uma indenização à Kallium pelos custos de pesquisa e exploração, correspondendo a aproximadamente US\$ 1 milhão. Nós e a Kallium recorremos da decisão e estamos aguardando uma sentença. O valor total das indenizações por danos que podem ser pagos estará sujeito a reajuste monetário e a juros a uma taxa de 6% calculada na data em que a ação foi

movida. Em 31 de dezembro de 2010, a exposição máxima da Petrobras nesta questão, incluindo a correção monetária, era de R\$ 196 milhões (US\$117 milhões).

Diversas ações populares foram movidas contra a nossa empresa, a Repsol-YPF e o governo brasileiro visando à anulação da operação de troca, em 2001, de alguns de nossos ativos operacionais no Brasil por alguns dos ativos operacionais da YPF, na Argentina. Os autores alegam que os ativos permutados não foram corretamente avaliados e que, portanto, a operação não atendeu aos nossos melhores interesses. Em 2002, o tribunal concedeu mandato de segurança aos autores, que foi posteriormente suspenso pelo Tribunal Superior de Justiça do Brasil. A ação foi julgada procedente a nosso favor e as outras partes entraram com um recurso. Estamos aguardando uma sentença final sobre o mérito da questão.

Em 18 de janeiro de 2000, uma tubulação que ligava um de nossos terminais a uma refinaria na Baía de Guanabara se rompeu, causando o derramamento de aproximadamente 341.000 galões de petróleo na Baía. Atuamos para controlar o vazamento em um esforço para impedir que o óleo ameaçasse outras áreas. Como resultado desse derramamento, diversas ações individuais por danos foram movidas por pescadores do Estado do Rio de Janeiro, reivindicando indenizações em um valor total de aproximadamente R\$ 52 milhões. Além disso, a Federação dos Pescadores do Estado do Rio de Janeiro entrou com uma ação contra nós reivindicando uma indenização de aproximadamente R\$ 537 milhões. Em 2002, o juiz designado para o caso determinou que as indenizações por danos eram devidas, mas não no valor reivindicado. Ambas as partes recorreram da sentença e, em 2002, o Tribunal de Recursos do Estado do Rio de Janeiro negou o recurso impetrado pela autora e indeferiu a demanda com relação a todos os pescadores que já haviam liquidado suas demandas contra nós ou que já houvessem movido ações individuais contra nós e também em relação a determinados outros pescadores. Outros agravos de instrumento de ambos os lados apresentados em 2003, ao STJ e ao STF, respectivamente, foram recusados. Em 2 de fevereiro de 2007, o juiz que decidiu o caso publicou uma decisão rejeitando a decisão do tribunal de recursos e aceitando em parte o relatório do perito judicial que definiu o período no qual os peixes da Baía de Guanabara seriam afetados pelo derramamento. Uma vez que o valor dos danos de cada pescador afetado é o mesmo, essa decisão resultou em um valor agregado de danos equivalente a R\$ 1.102 milhão até dezembro de 2005 (sem juros nem correção monetária depois dessa data). Recorreremos dessa decisão e nosso recurso foi negado em julho de 2007. Um recurso interposto pela Federação de Pescadores do Estado do Rio de Janeiro foi aceito e, em consequência, a quantidade de pescadores com direito a receber indenização por danos aumentou de 12.000 para 20.000. Apelamos de ambas estas decisões ao STJ. Em novembro de 2009, o STJ acatou nosso recurso de anulação da sentença do juiz que inicialmente ouviu o caso. Em novembro de 2010, o caso foi devolvido ao Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro para novo julgamento.

Para mais informações sobre esta ação, consulte a Nota 18(b) de nossas demonstrações financeiras consolidadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010.

Ações Fiscais

Em junho de 2003, o Estado do Rio de Janeiro promulgou uma nova lei fiscal que impõe a cobrança do ICMS sobre nossas atividades de exploração e produção, incluindo a importação de equipamentos exploratórios de petróleo e gás. O Estado do Rio de Janeiro nunca executou essa lei, e sua constitucionalidade está sendo questionada no STF. Caso o governo estadual tente executar esta lei e o tribunal valide tal execução, estimamos que o valor do ICMS que teríamos que pagar ao Estado do Rio de Janeiro poderia aumentar em aproximadamente R\$10,9 bilhões (US\$6,2 bilhões) por ano.

Em julho de 2005, a secretaria estadual da fazenda do estado de São Paulo nos atuou, com base na argumentação de que deveríamos ter pago o ICMS sobre as importações de gás natural da Bolívia. A corte administrativa manteve a autuação e entramos com um recurso contra esta decisão administrativa que foi rejeitada. Estamos aguardando o registro do valor pendente alegado da notificação pela secretaria estadual da fazenda de São Paulo. Iremos, então, avaliar se faremos oposição à autuação em tribunal visando obter uma liminar que suspenda o pagamento da autuação até o pronunciamento final da sentença judicial. A exposição máxima para nós relativa a essa autuação em 31 de dezembro de 2010, incluindo correção monetária, foi de R\$1.025 milhões (US\$ 615 milhões). Com base nas recomendações de nosso conselheiro jurídico, avaliamos o risco de prejuízo como sendo possível.

Em março de 2009, a secretaria estadual de receita do Rio de Janeiro entrou com duas autuações contra nós, argumentando que deveríamos ter pago o ICMS sobre as transferências intercompanhia de GNL. Entramos com recursos para ambas as autuações no Conselho administrativo de Contribuintes e ambos os recursos foram negados. Obtivemos uma liminar de tribunal competente para suspender nossa obrigação de recolher o ICMS declarado em tais autuações até que uma sentença judicial final seja dada a este respeito. A secretaria estadual de receita do Rio de Janeiro está contestando nossa liminar. A exposição máxima para nós relativa a ambas as autuações em 31 de dezembro de 2010, incluindo correção monetária, foi de R\$2.088 milhões (US\$ 1,253 milhões). Com base nas recomendações de nosso conselheiro jurídico, avaliamos o risco de prejuízo como sendo possível.

Em agosto de 2009, a secretaria estadual de receita de São Paulo entrou com duas autuações contra nós alegando que (i) não deveríamos ter interrompido o recolhimento do ICMS na importação de uma sonda de perfuração, e (ii) que não estávamos em conformidade com uma obrigação de imposto adicional. A corte administrativa manteve ambas as autuações e entramos com um recurso em 23 de dezembro de 2009. Uma sentença judicial foi concedida a nosso favor suspendendo nossa obrigação de recolher o componente da autuação de ICMS e aguardamos a sentença administrativa final em relação à não-conformidade alegada relativa à obrigação para com o imposto adicional. A exposição máxima para nós relativa à não-conformidade alegada relativa à obrigação para com o imposto adicional em 31 de dezembro de 2010, incluindo correção monetária, foi de R\$1.734 milhões (US\$ 1.041 milhões). Com base nas recomendações de nosso conselheiro jurídico, avaliamos o risco de prejuízo como sendo possível.

Em 18 de julho de 2007, fomos notificados sobre uma nova resolução da ANP que exigia o pagamento de taxas de participação extras ao governo retroativas a 1998. Esta resolução, que anulou a resolução anterior do órgão, determinava que deveríamos realizar um pagamento adicional no valor aproximado de R\$400 milhões (US\$ 230 milhões) em taxas de participação especiais devidas ao governo pelo campo de Marlim. Em 2007, entramos com uma ação contestando o novo método usado pela ANP para calcular esta taxa de participação especial. A decisão em primeira instância foi favorável à ANP, e esta decisão foi mantida no tribunal regional federal em 30 de setembro de 2009. Posteriormente, a Petrobras apelou desta decisão aos tribunais superiores em Brasília. Em 23 de outubro de 2009, nós, a ANP e o Estado do Rio de Janeiro chegamos a um acordo para solucionar a disputa fora dos tribunais. O valor devido à ANP pela participação especial retroativa do campo Marlim foi fixado em R\$2.065 milhões (US\$1.034 milhão) em 30 de setembro de 2009, a ser pago em oito prestações mensais consecutivas reajustadas pela taxa SELIC. Já efetuamos o pagamento das parcelas restantes em 2010, deste modo, resolvendo definitivamente toda e qualquer ação administrativa e legal relativa a este assunto.

Em janeiro de 2004, as cidades de Anchieta, Aracruz, Guarapari, Itapemirim, Jaguaré, Marataízes, Serra, Vila Velha e Vitória, todas localizadas no Estado do Espírito Santo, entraram com autuações contra nós em tribunais administrativos devido a nosso alegado descumprimento de retenção de impostos sobre serviços (ISS) sobre serviços fornecidos a nossas plataformas *offshore*. Retemos e pagamos o ISS aos municípios onde os prestadores de serviço correspondentes estão sediados, em conformidade com a Lei Complementar 116/03. Nas autuações, apresentamos várias defesas administrativas com o objetivo de anular as autuações, cujas defesas ainda estão sendo analisadas por tribunais administrativos, e registramos uma garantia de pagamento com suporte em seguro que foi aceita pelos tribunais. O processo que foi apresentado a nível judicial é o recolhimento de imposto procedente pelo município de Itapemirim, para o qual também registramos uma garantia de pagamento com suporte em seguro. Estamos contestando este processo, baseados no fato de que recolhemos estes impostos de acordo com a Lei Complementar 116/03. A exposição máxima para nós em 31 de dezembro de 2010, incluindo correção monetária, no total, em relação a estas autuações foi de R\$1.446 milhões (US\$ 868 milhões). Com base nas recomendações de nosso conselheiro jurídico, avaliamos o risco de prejuízo como sendo possível.

Fomos autuados pela Receita Federal em relação ao pagamento de imposto de renda retido na fonte (IRRF) que alegam não ter sido pago por nós. As autuações se referiam aos pagamentos que fizemos para a compra de petróleo que importamos e ao pagamento de afretamento de embarcações do tipo plataforma móvel. Em 8 de maio de 2008, interpussemos uma ação relativa a uma das duas autuações fiscais relacionadas aos pagamentos de afretamento e o tribunal concedeu a tutela antecipada suspendendo o imposto de renda retido na fonte até a sentença final. Em fevereiro de 2010, o tribunal pronunciou a decisão final contra a Receita Federal, cancelando a

autuação fiscal. A Receita Federal está recorrendo da decisão. Em 31 de dezembro de 2010, o valor total destas autuações correspondia a aproximadamente R\$5.419 milhões (aproximadamente US\$ 3.252 milhões). Nós contestamos a avaliação dos pagamentos relativos ao petróleo importado, cujo recurso está pendente em nível administrativo. Em relação às avaliações relacionadas ao pagamento de afretamentos, nosso recurso a nível administrativo foi negado e nós planejamos interpor recurso no judiciário federal.

Vendemos nafta importada para a produção de matérias-primas petroquímicas em vez de produzir gasolina ou diesel. Em 2006, a Secretaria da Receita Federal lavrou um auto de infração contra nós em relação ao pagamento do CIDE, um imposto sobre consumo aplicado à venda e importação de petróleo, derivados e gás natural, alegando que não provamos que a nafta não foi usada para produzir gasolina ou diesel. Como fornecemos evidências de que a nafta foi usada apenas em atividades petroquímicas, acreditamos que essas importações não sejam tributáveis. A autuação está sendo analisada e continuaremos a apelar no nível administrativo federal e por fim no nível judicial federal, se for necessário. Em 31 de dezembro de 2010, a exposição máxima da Petrobras nesta questão, incluindo a correção monetária, era de R\$ 2.196 milhões (US\$1.318 milhões).

A Petrobras foi obrigada a vender seus produtos para distribuidores de combustíveis sem a aplicação do CIDE (um imposto por transação) devido a uma decisão judicial obtida pelos distribuidores contra o governo federal brasileiro. A decisão judicial foi revogada e, em 2007, o governo brasileiro entrou com um processo administrativo contra nós para recuperar os CIDEs não pagos. Interpomos um recurso no nível administrativo à luz da primeira decisão administrativa desfavorável. Em 31 de dezembro de 2010, a exposição máxima da Petrobras nesta questão, incluindo a correção monetária, era de R\$ 1.189 milhões (US\$ 714 milhões).

Ações Ambientais

No período entre 2006 a 2010, tivemos vários acidentes, com os seguintes volumes de vazamento de óleo em cada ano: 176.388 galões em 2010, 67.102 galões em 2009, 115.179 galões em 2008, 101.970 galões em 2007 e 77.402 galões em 2006. Além disso, nos anos de 2000 a 2002, tivemos acidentes que resultaram em vários processos e investigações civis, criminais e administrativos, alguns ainda sem solução, e os mais significativos estão especificados abaixo. Não podemos prever se outros processos resultarão desses acidentes ou se qualquer outro processo teria um efeito desfavorável relevante para nós. Consulte a Nota 18(b) de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Derramamento de Janeiro de 2000—Baía da Guanabara

Em 18 de janeiro de 2000, uma tubulação que ligava um de nossos terminais a uma refinaria na Baía de Guanabara se rompeu, causando o derramamento de aproximadamente 341.000 galões de petróleo na Baía. Atuamos para controlar o vazamento em um esforço para impedir que o óleo ameaçasse outras áreas. Gastamos aproximadamente R\$ 104 milhões (US\$ 59 milhões) em nossos esforços de limpeza e multas cobradas pela agência de proteção ambiental federal (IBAMA) em relação a esse derramamento, e estamos sujeitos a vários processos judiciais que permanecem em trâmite como resultado do derramamento.

Derramamento de julho de 2000—Curitiba

Em 16 de julho de 2000, houve um derramamento de óleo em nossa refinaria Presidente Getúlio Vargas, localizada aproximadamente 15 milhas (24 quilômetros) de Curitiba, capital do Estado do Paraná. Aproximadamente 1,06 milhões de galões de petróleo foram derramados na área adjacente. Gastamos aproximadamente R\$ 74 milhões (US\$42 milhões) na época, em um esforço de limpeza e em multas aplicadas pelas autoridades do Estado do Paraná. Além disso, em relação a este derramamento:

- O IBAMA aplicou uma multa de R\$ 168 milhões (US\$101 milhões), que estamos contestando, uma vez que fomos multados duas vezes pela mesma infração;
- três ações civis públicas foram movidas contra nós, das quais a mais importante é a ação civil movida em 1º de janeiro de 2001 pelo Ministério Público Federal e pelo Ministério Público do Estado do Paraná

reivindicando uma indenização de aproximadamente R\$ 2.300 milhões (US\$ 1.437 milhões). No momento, estamos aguardando os resultados de uma prova pericial; e

- o Ministério Público Federal instituiu uma ação criminal contra nós, nosso ex-presidente e nosso ex-superintendente da refinaria REPAR. Essa ação foi suspensa com relação a nosso ex-presidente e suspensa, com recurso pendente em uma petição para reconsideração pelo Ministério Público Federal, em relação a nós e ao ex-superintendente da refinaria REPAR.

Derramamento de fevereiro de 2001 — Rios no Estado do Paraná

Em 16 de fevereiro de 2001, nosso duto Araucária-Paranaguá se rompeu em consequência de um movimento incomum do solo e aproximadamente 15.059 galões de óleo combustível foram derramados em vários rios localizados no Estado do Paraná. A superfície do rio foi limpa em quatro dias, recuperando aproximadamente 13.738 galões de petróleo. Como resultado do acidente:

- o Instituto Ambiental do Paraná, IAP, aplicou uma multa de aproximadamente R\$ 150 milhões (US\$90 milhões), que foi reduzida posteriormente para R\$ 90 milhões (US\$54 milhões), que ainda está sendo contestada, baseado no fato de que o IAP deixou de responder à nossa proposta de solução em um período de três anos, conforme especificado em tal proposta; e
- o Ministério Público Federal e o Ministério Público do Estado do Paraná entraram com ações civis contra nós reivindicando indenizações de aproximadamente R\$ 3.100 milhões (US\$ 1.937 bilhões) em danos. Além disso, o IAP entrou com uma ação contra nós reivindicando uma indenização de aproximadamente R\$ 150 milhões (US\$90 milhões). Estas ações foram reunidas perante a Vara Federal de Paranaguá e aguardam a decisão final.

Explosão de gás e derramamento em março de 2001 — campo de Roncador

Em 15 de março de 2001, uma explosão de gás dentro de uma das colunas da plataforma de produção P-36, localizada no campo de Roncador (a 75 milhas da costa brasileira) resultou na morte de 11 funcionários e finalmente no naufrágio da plataforma. O acidente provocou também o derramamento de 396.300 galões de óleo diesel e petróleo no oceano. Como resultado do acidente:

- o Ministério Público Federal moveu uma ação em 2002 exigindo o pagamento de R\$ 100 milhões por danos ambientais, entre outras exigências. Apresentamos nossa defesa contra essas reivindicações e estamos aguardando uma decisão; e
- o IBAMA aplicou uma multa de aproximadamente R\$ 7 milhões. Essas multas estão sendo contestadas através de processos administrativos, cujas multas foram mantidas pelo IBAMA. Impetramos uma ação anulatória para cancelar ambas as decisões administrativas.

Acidente com FPSO em outubro de 2002

Em 13 de outubro de 2002, um blecaute na FPSO P-34, localizada nos campos de Barracuda-Caratinga, afetou o sistema de equilíbrio de água da embarcação e fez com que a FPSO adernasse. Quatro dias mais tarde, a estabilidade da embarcação havia sido restaurada, sem vítimas ou derramamentos de óleo no mar. Como resultado da investigação desse acidente, diversas medidas para impedir acidentes semelhantes foram incorporadas ao nosso Programa de Excelência Operacional ou PEO. Em relação ao acidente, assinamos também o Termo de Ajustamento de Conduta, ou TAC, com o IBAMA, concordando em conduzir determinadas ações na Bacia de Campos para reduzir o risco de danos ambientais. O Ministério Público Federal contestou a validade do TAC em 2003 e tentou impedir que nós obtivéssemos novas licenças do IBAMA para nossas plataformas localizadas na Bacia de Campos. Obtivemos uma sentença final favorável, que foi recorrida pelo Ministério Público Federal. O Tribunal aceitou o recurso parcialmente, a favor do Ministério Público Federal. Em 2010, o Tribunal manteve sua decisão de invalidar e eliminar a cláusula 10 do TAC. Esta cláusula prevê que, durante o período de duração do

TAC, o Ministério Público Federal não pode impor quaisquer sanções administrativas sobre nós relativas à finalidade do TAC. As outras cláusulas do TAC permanecem válidas e em pleno vigor e efeito.

Operações de Perfuração na Bacia de Campos

Em 3 de fevereiro de 2006, o IBAMA nos aplicou uma multa por nossa suposta violação do TAC de 11 de agosto de 2004 com o IBAMA relativo às operações de perfuração na Bacia de Campos, a um valor reajustado de R\$ 122,9 milhões (US\$74 milhões). Em 1º de dezembro de 2010, apresentamos uma ação declaratória contestando a validade da multa aplicada em conformidade com a suposta violação da cláusula 3 do TAC.

Poluição

Em 15 de janeiro de 1986, o Ministério Público do Estado de São Paulo e a União dos Defensores da Terra, entraram com uma ação civil pública contra a Petrobras e 23 outras empresas no Tribunal Estadual de São Paulo sob a alegação de danos causados por poluição. O valor alegado na petição inicial apresentada ao Tribunal equivale a R\$ 4.217 (US\$2.531); no entanto, é difícil estimar os danos reais que poderiam ser avaliados pelo Tribunal. O Ministério Público do Estado de São Paulo declarou publicamente que seriam necessários US\$ 800 milhões, em última instância, para remediar os alegados danos ambientais. O Tribunal declarou a responsabilidade conjunta das rés e a fase de descoberta ainda não foi iniciada.

PifCo

Não há litígios ou processos governamentais em trâmite, ou até o conhecimento da PifCo, ameaçados contra ela ou contra qualquer uma de suas subsidiárias, que, caso sujeitas a uma sentença desfavorável, poderiam ter um efeito significativo sobre sua condição financeira ou lucratividade.

Distribuição de Dividendos

Petrobras

As tabelas abaixo descrevem nossos dividendos nos últimos cinco exercícios fiscais, incluindo os valores pagos na forma de juros sobre o patrimônio líquido.

	Para Exercício Findo em 31 de Dezembro de				
	2010	2009	2008	2007	2006
	(Em milhões de dólares americanos)				
Dividendos pagos a acionistas.....	5.254	7.627	4.343	3.860	3.144
Dividendos pagos a participações minoritárias	45	85	404	143	69
	<u>5.299</u>	<u>7.712</u>	<u>4.747</u>	<u>4.003</u>	<u>3.213</u>

Para informações sobre as exigências de distribuição de dividendos mínimos da Lei das Sociedades Anônimas, consulte o Item 10. “Informações Adicionais—Atos Constitutivos e Contrato Social da Petrobras—Pagamento de Dividendos e Participações sobre o Patrimônio Líquido” e Item 10. “Informações Adicionais—Atos Constitutivos e Contrato Social da Petrobras – Distribuição Obrigatória”. Podemos mudar nossa política de dividendos a qualquer momento dentro dos limites estabelecidos pela legislação brasileira.

PifCo

Para obter uma descrição completa sobre a política de distribuição de dividendos da PifCo, consulte o Item 10. “Informações Adicionais —Atos Constitutivos e Contrato Social da PifCo—Dividendos.”

Item 9. A Oferta e a Listagem

Petrobras

Mercados de Negociação

Nossas ações e ADSs são listadas ou cotadas nos seguintes mercados:

Ações ordinárias	Bolsa de Valores de São Paulo (BMF&BOVESPA)— São Paulo (símbolo ticker PETR3); Mercado de Valores Latinoamericanos en Euros (Latibex)—Madri, Espanha (símbolo ticker XPBR)
Ações preferenciais	Bolsa de Valores de São Paulo (BMF&BOVESPA)— São Paulo (símbolo ticker PETR4); Mercado de Valores Latinoamericanos en Euros (Latibex)—Madri, Espanha (símbolo ticker XPBRA)
ADSs ordinárias.....	Bolsa de Valores de Nova York (NYSE)— Nova York (símbolo ticker PBR)
ADSs preferenciais.....	Bolsa de Valores de Nova York (NYSE)— Nova York (símbolo ticker PBRA)
Ações ordinárias	<i>Bolsa de Comercio de Buenos Aires</i> (BCBA)—Buenos Aires, Argentina (símbolo ticker APBR)
Ações preferenciais	<i>Bolsa de Comercio de Buenos Aires</i> (BCBA)—Buenos Aires, Argentina (símbolo ticker APBRA)

Nossas ações ordinárias e preferenciais são negociadas na BMF&BOVESPA desde 1968. Nossas ADSs representando duas ações ordinárias e nossas ADSs representando duas ações preferenciais são negociadas na Bolsa de Valores de Nova York desde 2000 e 2001, respectivamente. O JPMorgan Chase Bank, N.A. atua como depositário para ambas as ADSs ordinárias e preferenciais.

Nossas ações ordinárias e preferenciais são negociadas no LATIBEX desde 2002. O LATIBEX é um mercado eletrônico criado em 1999 pela Bolsa de Valores de Madri para permitir a negociação de títulos latino-americanos expressos em euros.

Nossas ações ordinárias e preferenciais são negociadas na Bolsa de Comercio de Buenos Aires desde 27 de abril de 2006.

Histórico do Preço das Ações

A tabela a seguir mostra as informações de comercialização para nossas ordinárias e ações preferenciais, conforme informado pela BMF&BOVESPA, e para nossas ADSs ordinárias e preferenciais, conforme informado pela Bolsa de Valores de Nova York, para os períodos indicados.

	Reais Por Ação Ordinária		Reais Por Ação Preferencial		Dólares Americanos por ADSs Ordinária		Dólares Americanos por ADSs Preferenciais	
	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa
	2006:	27,70	20,33	24,90	18,25	26,73	17,55	23,39
2007:	52,50	22,43	44,20	20,09	58,81	21,13	49,83	18,88
2008	62,30	20,21	52,51	16,89	75,19	14,94	63,51	12,56
2009	45,10	27,45	39,79	23,06	53,01	23,01	46,91	19,48
2010	41,81	26,68	37,50	24,16	48,90	31,90	43,82	28,63
Primeiro trimestre	41,81	35,80	37,50	31,52	48,91	38,20	43,83	33,76
Segundo trimestre	40,59	30,39	36,08	26,55	46,34	32,88	41,22	28,63
Terceiro trimestre	33,90	29,10	29,43	25,45	38,68	32,81	33,61	28,95
Quarto trimestre.....	30,60	26,68	27,53	24,16	37,84	31,90	34,17	28,63
Novembro de 2010.....	30,29	27,23	27,53	24,59	36,33	32,03	33,25	28,97
Dezembro de 2010	30,55	27,69	27,29	25,00	37,84	33,26	34,17	30,06
2011:								
Primeiro trimestre	33,65	29,12	29,08	26,18	41,57	35,41	35,95	31,93
Janeiro de 2011.....	31,47	29,35	27,90	26,67	38,43	35,41	34,09	32,37
Fevereiro de 2011.....	33,01	29,12	28,71	26,18	40,38	35,95	35,30	31,93
Março de 2011.....	33,65	31,80	29,08	27,78	41,57	38,64	35,95	33,64
Abril de 2011.....	33,09	28,46	28,74	25,45	36,22	32,47	41,41	36,33

A BMF&BOVESPA

A liquidez da BMF&BOVESPA é menor do que a da Bolsa de Valores de Nova York. Em 31 de dezembro de 2010, a capitalização de mercado total das 381 empresas listadas na BMF&BOVESPA era de aproximadamente U.S.\$1.542 bilhões e as dez maiores empresas representavam aproximadamente 55,45% da capitalização de mercado total de todas as empresas listadas. Todas as ações em circulação de uma empresa listadas em bolsa podem ser negociadas na BMF&BOVESPA, mas, na maioria dos casos, menos da metade das ações listadas estão realmente disponíveis para negociação pelo público. O restante é mantido por pequenos grupos de controladores, órgãos governamentais ou por um acionista principal.

A negociação na BMF&BOVESPA por um detentor que não seja domiciliado no Brasil (investidor não-residente) para fins legais e tributários brasileiros está sujeita a determinadas limitações previstas na legislação brasileira de investimentos estrangeiros. Com poucas exceções, investidores não-brasileiros somente poderão negociar na BMF&BOVESPA de acordo com as exigências da Resolução nº 2.689, emitida pelo Conselho Monetário Nacional. A Resolução Nº 2.689 exige que os títulos detidos por investidores não-brasileiros sejam mantidos sob a custódia de ou em contas de depósito junto a instituições financeiras devidamente autorizadas pelo Banco Central do Brasil e pela CVM. Além disso, a Resolução Nº 2.689 exige que os investidores não-brasileiros restrinjam a negociação de seus títulos a operações em bolsas de valores brasileiras ou mercados de balcão qualificados. Com poucas exceções, os investidores não-brasileiros não poderão transferir a titularidade dos investimentos feitos com base na Resolução nº 2.689 para outros investidores não brasileiros através de transações particulares.

PifCo

As ações ordinárias da PifCo não são registradas e não há mercado de negociação para as mesmas. As Senior Notes da PifCo com vencimento em 2011 estão listadas na Bolsa de Valores de Luxemburgo. As Global Notes da PifCo com vencimento em 2016, 2018, 2019, 2020, 2021, 2040 e 2041 estão registradas na Bolsa de Valores de Nova York.

Os outros títulos de dívida da PifCo não foram listados em nenhuma bolsa de valores.

Item 10. Informações Adicionais

Atos Constitutivos e Contrato Social da Petrobras

Geral

Somos uma empresa aberta devidamente registrada junto à CVM sob o no. 951-2. O Artigo 3 de nosso estatuto social estabelece nosso objeto social como sendo a pesquisa, a prospecção, a extração, o processamento, o comércio e o transporte de petróleo proveniente de poços, folhelhos ou outras rochas, seus derivados, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, bem como outras atividades relacionadas ou similares, tais como atividades relacionadas à energia, inclusive pesquisa, desenvolvimento, produção, transporte, distribuição, venda e comércio de todas as formas de energia, bem como outras atividades relacionadas ou similares. Podemos conduzir quaisquer das atividades dentro de nosso objetivo corporativo, fora do Brasil, diretamente ou por intermédio de nossas subsidiárias

Qualificação dos Conselheiros

A legislação brasileira estabelece que somente acionistas de uma empresa poderão ser nomeados para integrar seu Conselho de Administração, mas não há nenhuma participação acionária mínima, nem exigência de residência, para qualificação de um conselheiro. Os membros de nosso Conselho de Administração devem ser todos brasileiros natos e residentes no Brasil. Além disso, a Lei Nº 12.353, promulgada em 28 de dezembro de 2010, exige que empresas públicas de capital aberto nas quais o governo possua direta ou indiretamente a maioria dos direitos a voto, incluam um conselheiro adicional em seu Conselho de Administração, um representante eleito pelos funcionários da empresa. Nossos conselheiros e diretores executivos estão impedidos de votar em qualquer operação que envolva empresas nas quais eles detenham mais de 10% do total do capital social ou na qual tenham ocupado um cargo na administração no período imediatamente anterior à tomada de posse do respectivo cargo. De acordo com nosso estatuto social, os acionistas estipulam a remuneração total a ser paga aos conselheiros e diretores executivos. O Conselho de Administração distribui a remuneração entre seus conselheiros e diretores executivos.

Alocação de Lucro Líquido

Em cada assembleia geral ordinária, nosso Conselho de Administração deve recomendar como o lucro líquido referente ao exercício fiscal anterior será alocado. A Lei das Sociedades Anônimas define lucro líquido como o lucro depois do imposto de renda e contribuição social do referido exercício fiscal, menos quaisquer prejuízos acumulados de exercícios sociais anteriores e de quaisquer valores alocados à participação de lucros dos administradores e funcionários. De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas, os valores disponíveis para distribuição de dividendos ou pagamento de juros sobre o patrimônio líquido é igual ao lucro líquido menos quaisquer valores alocados desse lucro líquido para a reserva legal.

Somos obrigados a manter uma reserva legal, da qual devemos alocar 5% do nosso lucro líquido de cada exercício fiscal até o valor dessa reserva ser igual a 20% do nosso capital integralizado. No entanto, não somos obrigados a fazer nenhuma alocação para nossa reserva legal em um exercício fiscal no qual a reserva legal, quando adicionada às nossas outras reservas de capital estabelecidas, exceder 30% do nosso capital. A reserva legal somente pode ser utilizada para compensar prejuízos ou para aumento do capital social.

Contanto que possamos efetuar a distribuição mínima obrigatória descrita abaixo, devemos alocar um valor equivalente a 0,5% do nosso capital subscrito e integralizado no final do exercício para uma reserva estatutária. Essa reserva destina-se a financiar os nossos programas de pesquisa e desenvolvimento tecnológico. O saldo acumulado dessa reserva não pode exceder 5% do nosso capital social subscrito e integralizado.

A legislação brasileira também prevê três alocações discricionárias do lucro líquido sujeitas à aprovação dos acionistas em assembleia geral ordinária, conforme abaixo:

- primeiro, um percentual do lucro líquido poderá ser alocado à reserva para contingências para prejuízos previstos considerados prováveis em exercícios futuros. Qualquer valor alocado desta maneira em um exercício anterior deverá ser revertido no exercício fiscal em que os motivos que justificarem a reserva deixarem de existir, ou deverá ser baixado na hipótese de ocorrer o prejuízo previsto;
- segundo, caso a distribuição obrigatória exceda a soma do lucro líquido realizado em um determinado exercício, esse valor excedente poderá ser alocado para uma reserva de lucros a realizar. A Lei das Sociedades Anônimas define lucro líquido realizado como o valor que o lucro líquido excede o resultado positivo líquido dos ajustes patrimoniais e lucros ou receitas das operações cujos resultados financeiros ocorram após o término do exercício fiscal seguinte; e
- terceiro, uma parcela do nosso lucro líquido que exceder a distribuição mínima obrigatória poderá ser alocada para atender às necessidades de capital de giro e projetos de investimento, enquanto essa alocação tomar por base um orçamento de capital anteriormente aprovado por nossos acionistas. Os orçamentos de capital para mais de um exercício deverão ser analisados em cada assembleia geral ordinária.

Distribuição Obrigatória

De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas, o estatuto social de sociedades anônimas brasileiras com uma classe de ações sem direito a voto, como a nossa, poderá especificar um percentual mínimo dos valores disponíveis para distribuição por essa sociedade anônima em cada exercício fiscal que deva ser distribuído aos acionistas sob a forma de dividendos ou juros sobre o capital próprio, também denominada distribuição de dividendo obrigatória, que não poderá ser inferior a 25% do lucro líquido ajustado para o exercício fiscal. De acordo com nosso estatuto social, a distribuição de dividendo obrigatória foi fixada em um valor igual, no mínimo, a 25% do nosso lucro líquido, após as alocações para a reserva legal, reserva para contingências e reserva de lucros a realizar. Além disso, o lucro líquido não alocado às reservas acima para atender às necessidades de capital de giro e projetos de investimento, conforme descrito acima, ou à reserva estatutária, deverá ser distribuído aos nossos acionistas sob a forma de dividendos ou juros sobre o patrimônio líquido.

Entretanto, a Lei das Sociedades Anônimas permite que sociedades abertas, tais como a nossa, suspendam a distribuição obrigatória caso o Conselho de Administração e o Conselho Fiscal informem à assembleia geral ordinária que a distribuição é desaconselhável em vista da situação financeira da empresa. A suspensão fica sujeita à aprovação dos detentores de ações ordinárias. Nesse caso, o Conselho de Administração deve apresentar uma justificativa à CVM para tal suspensão. Os lucros não distribuídos em virtude da suspensão supracitada serão alocados para uma reserva especial e, caso não sejam absorvidos por prejuízos subsequentes, serão distribuídos assim que a situação financeira da empresa permitir tais pagamentos.

Pagamento de Dividendos e Juros sobre o Patrimônio Líquido

Somos obrigados pela Lei das Sociedades Anônimas e por nosso estatuto social a realizar uma assembleia geral ordinária até o quarto mês seguinte ao encerramento de cada exercício fiscal, na qual, entre outros assuntos, os acionistas têm que deliberar sobre o pagamento dos dividendos anuais. O pagamento dos dividendos anuais utiliza como base as demonstrações financeiras elaboradas para o exercício social pertinente.

A Lei Nº 9.249 de 26 de dezembro de 1995, e emendas posteriores, estabelecem a distribuição do valor pago aos acionistas a título de juros sobre o patrimônio líquido como uma forma alternativa de distribuição. Tais juros estão limitados à variação diária pro rata da taxa de juros TJLP, que é a taxa de juros de longo prazo do governo brasileiro.

Podemos tratar estes pagamentos como uma despesa dedutível para fins de imposto de renda e de contribuição social, mas a dedução não pode ultrapassar o maior valor dentre os valores abaixo:

- 50% do lucro líquido (antes de considerar esta distribuição e quaisquer deduções de imposto de renda e de contribuições sociais sobre o lucro líquido) do período com relação ao qual o pagamento seja efetuado; ou
- 50% do lucro acumulado.

Qualquer pagamento de juros sobre o capital próprio para detentores de ADSs ou ações ordinárias, quer sejam ou não residentes brasileiros, está sujeito à retenção na fonte de imposto brasileiro à alíquota de 15% ou 25%. A alíquota de 25% é aplicada se o beneficiário residir em um paraíso fiscal. Consulte “—Tributação Relativa às Nossas ADSs e Ações Ordinárias e Preferenciais — Considerações sobre Impostos Brasileiros”. O valor pago aos acionistas a título de juros sobre o patrimônio líquido, líquido de qualquer imposto retido, poderá ser incluído como parte de qualquer distribuição de dividendo obrigatória. De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas, somos obrigados a distribuir aos acionistas um valor suficiente para garantir que o valor líquido recebido, após pagarmos os impostos brasileiros retidos na fonte pertinentes em relação à distribuição de juros sobre o patrimônio líquido, seja, no mínimo, igual ao dividendo obrigatório.

De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas e com nosso estatuto social, os dividendos devem, de modo geral, ser pagos no prazo de 60 dias a contar da data de sua declaração, a menos que os acionistas, mediante deliberação, estabeleçam outra data para pagamento, que deverá ser anterior ao encerramento do exercício fiscal no qual os dividendos tiverem sido declarados. Os valores dos dividendos devidos aos nossos acionistas estão sujeitos a encargos financeiros equivalentes à taxa SELIC, a partir do encerramento de cada exercício fiscal até a data do efetivo pagamento desses dividendos. Os acionistas têm um prazo de três anos a partir da data de pagamento dos dividendos para reivindicar dividendos ou pagamentos de juros referentes às suas ações, após o qual o valor dos dividendos não reivindicados será revertido para nós.

De acordo com nosso estatuto, os detentores de ações preferenciais têm direito a receber dividendos anuais mínimos iguais a (i) 5% de sua parcela proporcional do capital integralizado ou (ii) 3% do valor contábil de suas ações preferenciais, o que for maior. Os detentores de ações preferenciais participam igualmente com os detentores de ações ordinárias nos aumentos de capital social obtidos da incorporação de reservas e lucros. Se declararmos os dividendos em qualquer exercício em um valor superior aos dividendos mínimos preferenciais sobre as ações preferenciais, os detentores de ações ordinárias e preferenciais receberão o mesmo valor de dividendos adicionais por ação. Com base em nosso capital de acionistas ao final do exercício de 2010, os dividendos preferenciais mínimos que poderiam ser pagos aos nossos acionistas preferenciais foram de aproximadamente R\$ 0,77 por ação preferencial (R\$ 1,54 por ADS preferencial), comparado com R\$ 1,03 por ação preferencial (US\$ 2,06 por ADS preferencial) realmente pagos sobre nossos rendimentos de 2010. Desde 2000, nossa receita a distribuir sempre excedeu os dividendos preferenciais mínimos, de modo que sempre distribuimos valores iguais tanto a acionistas ordinários quanto preferenciais durante este período.

Nosso Conselho de Administração poderá distribuir dividendos ou pagar juros com base nos lucros reportados em demonstrações financeiras intermediárias. O valor dos dividendos intermediários distribuídos não poderá exceder o valor de nossas reservas de capital.

Assembleias de Acionistas

Nossos acionistas têm poderes para deliberar sobre quaisquer questões referentes ao nosso objeto social e aprovar quaisquer deliberações que considerarem necessárias para a nossa proteção e desenvolvimento por meio de voto em assembleia geral de acionistas.

Convocamos nossas assembleias de acionistas pela publicação de um edital de convocação no Diário Oficial da União e Jornal do Commercio. O edital deve ser publicado, no mínimo, três vezes, pelo menos 15 dias corridos antes da data prevista da assembleia. O edital deverá conter a ordem do dia da assembleia e, no caso de uma alteração proposta ao estatuto social, uma indicação do objeto. Em relação aos detentores de ADSs, somos obrigados a fornecer um edital ao depositário de ADS com pelo menos 30 dias corridos de antecedência da assembleia de acionistas.

O Conselho de Administração ou, em algumas situações específicas previstas na Lei das Sociedades Anônimas, os acionistas, convocam nossas assembleias gerais de acionistas. Os acionistas podem ser representados em uma assembleia geral de acionistas por procurador, desde que o procurador tenha sido nomeado no prazo de um ano a contar da data da assembleia. O procurador deverá ser um acionista, um membro da nossa administração, um advogado ou uma instituição financeira. A procuração outorgada ao procurador deverá cumprir certas formalidades estabelecidas na legislação brasileira.

Para que uma ação válida seja tomada em uma assembleia geral de acionistas, os acionistas que representem, no mínimo, um quarto de nossas ações ordinárias emitidas e em circulação deverão estar presentes. No entanto, no caso de uma assembleia geral para alterar nosso estatuto social, deverão estar presentes acionistas que representem, no mínimo, dois terços de nossas ações ordinárias emitidas e em circulação. Caso não haja essa frequência, o conselho poderá convocar uma segunda assembleia enviando notificação com, no mínimo, oito dias corridos de antecedência da data dessa assembleia programada de acordo com as regras de publicação descritas acima. A exigência de frequência não se aplicará à segunda assembleia, observadas as exigências para votação de determinados assuntos descritos abaixo. A partir de 2010, nossos acionistas também podem se registrar online para exercer seu direito a voto eletronicamente. Além disso, nossos acionistas também podem votar eletronicamente através de pedido público de procuração. A participação eletrônica nas assembleias de acionistas não está disponível para nossos detentores ADR.

Direitos a Voto

De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas e com nosso estatuto social, cada uma de nossas ações ordinárias confere direito a voto nas assembleias gerais de acionistas. O governo brasileiro é obrigado por lei a possuir pelo menos a maioria de nossas ações com direito a voto. De acordo com nosso estatuto social, nossas ações preferenciais, de modo geral, não conferem direito a voto.

Os detentores de ações ordinárias, que votem nas assembleias gerais, possuem poderes exclusivos para:

- alterar nosso estatuto social;
- aprovar qualquer aumento de capital;
- aprovar qualquer redução de capital;
- eleger ou destituir membros do nosso Conselho de Administração e Conselho fiscal, sujeito ao direito de nossos acionistas titulares de ações preferenciais de eleger ou destituir um membro do nosso Conselho de Administração e eleger um membro do nosso Conselho Fiscal;
- receber as demonstrações financeiras anuais elaboradas pela nossa administração e aceitar ou rejeitar as demonstrações financeiras da administração, inclusive a alocação do lucro líquido para o pagamento do dividendo obrigatório e a alocação para várias contas de reserva;
- autorizar a emissão de debêntures, exceto a emissão de debêntures não-conversíveis e sem garantias, que venham a ser aprovadas por nosso Conselho de Administração;
- suspender os direitos de um acionista que não tenha cumprido as obrigações impostas por lei ou por nosso estatuto social;
- aceitar ou rejeitar a avaliação de ativos contribuídos por um acionista como contraprestação pela emissão do capital social;
- aprovar deliberações para aprovar reestruturações societárias, tais como, incorporações e fusões, cisões e transformações em outro tipo societário;

- participar de grupo centralizado de sociedades;
- aprovar a alienação do controle de nossas subsidiárias;
- aprovar a alienação de debêntures conversíveis emitidas por nossas subsidiárias e detidas por nós;
- estabelecer a remuneração de nossa alta administração;
- aprovar o cancelamento de nosso registro como sociedade aberta;
- decidir sobre nossa dissolução ou liquidação;
- renunciar ao direito de subscrever ações ou debêntures conversíveis emitidas por nossas subsidiárias ou afiliadas; e
- escolher uma empresa especializada para avaliar nossas ações pelo valor econômico, no caso de cancelamento de nosso registro como sociedade aberta ou de descumprimento das regras de governança corporativa definidas por uma bolsa de valores ou entidade encarregada de manter um mercado de balcão organizado, registrado junto à CVM, no intuito de cumprir com tais regras de governança corporativa e os contratos que vierem a ser celebrados por nós e por tais entidades.

Exceto se disposto de outro modo pela lei, as deliberações das assembleias gerais são aprovadas por maioria de votos dos detentores de nossas ações ordinárias. As abstenções não são levadas em consideração.

A aprovação de detentores de, no mínimo, metade das ações ordinárias emitidas e em circulação é exigida para a prática dos seguintes atos que envolvam a nossa companhia:

- redução da distribuição do dividendo obrigatório;
- fusão em outra empresa ou consolidação com outra empresa, sujeito às condições estabelecidas na Lei das Sociedades Anônimas Brasileiras;
- participação em grupo de sociedades, sujeito às condições estabelecidas na Lei das Sociedades Anônimas Brasileira;
- alteração do nosso objeto social, que deverá ser precedida por uma alteração em nosso estatuto social pela lei federal, já que somos controlados pelo governo e nosso objeto social é estabelecido por lei;
- interrupção do processo de liquidação;
- cisão de uma parte da nossa empresa, sujeito às condições estabelecidas na Lei das Sociedades Anônimas Brasileira;
- transferência de todas as nossas ações para outra sociedade ou recebimento de ações de outra sociedade para tornar a sociedade cujas ações sejam transferidas uma subsidiária integral da referida sociedade, conhecida como incorporação de ações; e
- aprovação de nossa liquidação.

De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, caso um acionista tenha um conflito de interesse com a sociedade com relação a qualquer transação proposta, o acionista pode não votar em qualquer decisão com relação a tal transação. Por exemplo, um acionista interessado pode não votar a aprovação da avaliação de ativos fornecidos por aquele acionista em troca de ações do capital ou, quando o acionista for um membro da alta administração, a aprovação do relatório da administração sobre as demonstrações financeiras da

sociedade. Qualquer transação aprovada com o voto de um acionista com conflito de interesse pode ser anulada e tal acionista poderá ser responsabilizado por danos causados e obrigado a devolver para a sociedade qualquer ganho obtido em consequência da transação.

De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, os seguintes atos deverão ser submetidos à aprovação das ações preferenciais em circulação afetadas de forma desfavorável antes de serem submetidos para aprovação de, no mínimo, metade das ações ordinárias emitidas e em circulação:

- criação de ações preferenciais ou aumento de classes existentes de ações preferenciais, sem preservar as proporções para com quaisquer outras classes de ações preferenciais, salvo conforme estabelecido ou autorizado pelo estatuto social da empresa;
- alteração nas preferências, privilégios ou condições de resgate ou amortização de qualquer classe de ações preferenciais; e
- criação de uma nova classe de ações preferenciais com direito a condições mais favoráveis do que as classes existentes.

As deliberações sobre a transformação da nossa empresa em outro tipo de sociedade exigem a aprovação unânime dos nossos acionistas, inclusive dos acionistas preferenciais, e uma alteração de nosso estatuto social pela lei federal.

Nossas ações preferenciais adquirirão direito a voto caso deixemos de pagar o dividendo mínimo ao qual as referidas ações têm direito por três exercícios fiscais consecutivos. O direito a voto perdurará até que o pagamento seja efetuado. Os acionistas detentores de ações preferenciais também adquirem o direito a voto se entrarmos em processo de liquidação.

De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, os acionistas que representam, no mínimo, 10% do capital social com direito a voto da companhia têm o direito de exigir que seja adotado um procedimento de voto cumulativo para conferir a cada ação ordinária tantos votos quantos forem os membros do conselho, e para conferir a cada ação ordinária o direito de votar cumulativamente apenas em um candidato ou de distribuir seus votos entre diversos candidatos. Além disso, os acionistas ordinários minoritários que detêm pelo menos 10% do nosso capital votante também têm o direito de nomear um membro ou destituir um membro do nosso Conselho Fiscal.

Os acionistas preferenciais que detenham, isoladamente ou em grupo, 10% da totalidade do nosso capital social têm o direito de eleger e/ou destituir um membro do nosso Conselho de Administração. Os acionistas preferenciais têm o direito de eleger separadamente um membro do nosso Conselho Fiscal.

Nosso estatuto social prevê que, independentemente do exercício dos direitos acima concedidos a acionistas minoritários, mediante processo de votação cumulativo, o governo brasileiro sempre terá o direito de nomear a maioria dos nossos conselheiros.

Direitos de Preferência

De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, cada um de nossos acionistas tem um direito de preferência geral para subscrição de ações ou valores mobiliários conversíveis em ações em qualquer aumento de capital, proporcionalmente ao número de ações por eles detidas. Na hipótese de um aumento de capital que manteria ou aumentaria a proporção de capital representado pelas ações preferenciais, os detentores de ações preferenciais teriam o direito de preferência na subscrição somente das novas ações preferenciais recém-emitidas. Na hipótese de aumento de capital que reduziria a proporção de capital representado pelas ações preferenciais, os detentores de ações preferenciais teriam direito de preferência para subscrição de quaisquer novas ações preferenciais, proporcionalmente ao número de ações por eles detidas, bem como para subscrição de ações

ordinárias somente na medida necessária para impedir a diluição de sua participação na totalidade do nosso capital.

É permitido um período de pelo menos 30 dias a partir da publicação do aviso da emissão de novas ações ou de valores mobiliários conversíveis em ações para o exercício do direito, sendo o referido direito negociável. De acordo com o nosso estatuto social, nosso Conselho de Administração pode eliminar o direito de preferência ou reduzir o período de exercício relacionado à permuta pública realizada para adquirir o controle de outra empresa ou em relação à oferta pública de ações ou de valores mobiliários conversíveis em ações.

Na hipótese de um aumento de capital por intermédio da emissão de novas ações, os detentores de ADSs, ações ordinárias ou ações preferenciais teriam, exceto nas circunstâncias descritas acima, o direito de preferência na subscrição de qualquer classe de nossas ações recentemente emitidas. Entretanto, os detentores de ADSs podem não ser capazes de exercer o direito de preferência relacionado às ações preferenciais subjacentes às suas ADSs, a menos que uma declaração de registro de acordo com a Lei de Mercado de Capitais esteja em vigor em relação a esses direitos ou uma isenção das exigências de registro da Lei de Mercado de Capitais esteja disponível. Consulte o Item 3 “Informações Principais — Fatores de Risco — Riscos Relacionados aos Nossos Títulos de Dívida ou Títulos Patrimoniais”.

Resgate e Direitos de Retirada

A legislação brasileira estabelece que, em certas circunstâncias limitadas, um acionista tem o direito de retirar sua participação acionária da sociedade e receber um pagamento pela parte do patrimônio líquido atribuída a sua participação acionária.

Esse direito de retirada pode ser exercido por quaisquer detentores das ações ordinárias ou preferenciais afetadas de forma desfavorável caso decidamos:

- Criar ações preferenciais ou aumentar as classes existentes de ações preferenciais, sem preservar a proporção com quaisquer outras classes de ações preferenciais, salvo conforme estabelecido ou autorizado pelo estatuto social; ou
- alterar as preferências, privilégios ou condições de resgate ou amortização de qualquer classe de ações preferenciais ou criar uma nova classe de ações preferenciais com direito a condições mais favoráveis do que as das classes já existentes.

Os detentores de nossas ações ordinárias podem exercer o direito de retirada, caso fique decidido:

- fundir-se com outra empresa ou consolidar-se com outra empresa, sujeito às condições estabelecidas na Lei das Sociedades Anônimas Brasileiras; ou
- participar em grupo de sociedades centralizado, conforme definido segundo a Lei das Sociedades Anônimas Brasileira e sujeito às condições estabelecidas pela referida lei;

O direito de retirada também pode ser exercido por nossos acionistas dissidentes, caso fique decidido:

- reduzir a distribuição obrigatória de dividendos;
- alterar nosso objeto social;

- fazer uma cisão de uma parte da nossa empresa, sujeito às condições estabelecidas na Lei das Sociedades Anônimas Brasileira;
- transferir todas as nossas ações para outra sociedade ou receber ações de outra sociedade para tornar a sociedade cujas ações sejam transferidas uma subsidiária integral da referida sociedade, conhecida como incorporação de ações; ou
- adquirir o controle de outra sociedade, cujo preço exceda os limites estabelecidos na Lei das Sociedades Anônimas, sujeito às condições estabelecidas na referida lei.

O direito de retirada também pode ser exercido na hipótese de a empresa resultante de uma fusão, incorporação de ações, conforme descrito acima, ou consolidação ou cisão de uma empresa listada não se tornar uma empresa listada dentro de 120 dias a contar da assembleia de acionistas que tenha aprovado tal decisão.

Qualquer resgate de ações decorrente do exercício de tais direitos de retirada será feito com base no valor contábil por ação, determinado com base no último balanço patrimonial aprovado por nossos acionistas. Entretanto, caso a assembleia de acionistas que der origem ao direito de retirada ocorrer após mais de 60 dias a contar da data do último balanço patrimonial aprovado, os acionistas podem exigir que suas ações sejam avaliadas com base em um novo balanço elaborado dentro de 60 dias a contar da assembleia geral em questão. O direito de retirada prescreve em 30 dias a contar da publicação da ata da assembleia de acionistas que tiver aprovado as medidas corporativas descritas acima. Teríamos o direito de reconsiderar qualquer deliberação que acarrete um direito de retirada dentro de dez dias após a expiração desses direitos, caso a retirada das ações dos acionistas dissidentes colocasse em risco nossa estabilidade financeira.

Outros Direitos dos Acionistas

De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, nem o estatuto social de uma sociedade, nem os atos praticados em uma assembleia geral de acionistas poderão privar um acionista de alguns direitos específicos, tais como:

- o direito de participar da distribuição de lucros;
- o direito de participar de forma igual e proporcional de quaisquer ativos residuais restantes em caso de liquidação da sociedade;
- o direito de supervisionar a administração das atividades corporativas, conforme especificado na Lei Brasileira das Sociedades Anônimas;
- o direito de preferência no caso de subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações e bônus de subscrição (exceto em relação à oferta pública desses títulos, conforme possa ser estabelecido no estatuto social); e
- o direito de se retirar da sociedade nos casos especificados na Lei Brasileira das Sociedades Anônimas.

Liquidação

Em caso de liquidação, os detentores de ações preferenciais têm o direito de receber, antes de qualquer distribuição aos detentores de ações ordinárias, um valor igual ao capital integralizado com relação às ações preferenciais.

Direitos de Conversão

De acordo com nosso estatuto social nossas ações ordinárias não podem ser convertidas em ações preferenciais e nem as ações preferenciais podem ser convertidas em ações ordinárias.

Responsabilidade de Nossos Acionistas por Outras Chamadas de Capital

Nem a legislação brasileira nem nosso estatuto social prevêem chamadas de capital. A responsabilidade de nossos acionistas por chamadas de capital está limitada ao pagamento do preço de emissão das ações subscritas ou adquiridas.

Forma e Transferência

Nossas ações estão registradas em forma escritural e contratamos o Banco do Brasil para prestar todos os serviços de guarda e transferência de ações. Para efetuar a transferência, o Banco do Brasil faz um lançamento em seus livros, debitando à conta de ações do cedente e creditando à conta de ações do cessionário.

Nossos acionistas poderão optar, a seu critério exclusivo, deter suas ações por intermédio da Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia ou CBLC. As ações serão adicionadas ao sistema da CBLC por meio de instituições brasileiras que possuam contas de compensação junto à CBLC. Nosso livro de registro de acionistas indica quais de nossas ações estão listadas no sistema da CBLC. Cada acionista participante, por sua vez, é registrado em um registro de acionistas beneficiários mantido pela CBLC e é tratado da mesma maneira que nossos acionistas registrados.

Resolução de Disputas

Nosso estatuto social prevê a resolução de disputas obrigatória por meio de arbitragem, de acordo com as regras da Câmara de Arbitragem do Mercado em relação a qualquer disputa relacionada a nós, aos nossos acionistas, executivos, conselheiros e membros do Conselho Fiscal e que envolvam as disposições da Lei das Sociedades Anônimas, do nosso estatuto social, das normas do CMN, do Banco Central do Brasil ou da CVM ou de qualquer outra legislação de mercados de capitais, inclusive as disposições de qualquer contrato celebrado por nossa empresa com qualquer bolsa de valores ou entidade operadora de mercado de balcão registrada na CVM em relação à adoção de práticas de governança corporativa diferenciadas.

No entanto, as decisões do governo brasileiro, conforme exercidas por meio de votação em qualquer assembleia geral de acionistas, não estão sujeitas a esse procedimento de arbitragem, de acordo com o artigo 238 da Lei das Sociedades Anônimas.

Restrições de Auto-negociação

Nosso acionista controlador, o governo brasileiro e os membros do nosso Conselho de Administração, diretoria executiva e Conselho Fiscal são obrigados a, de acordo com o nosso estatuto social, a:

- abster-se de operar com nossos títulos no período de um mês que antecede qualquer encerramento de exercício fiscal até a data em que nossas demonstrações financeiras sejam publicadas ou no período entre a deliberação corporativa de aumento ou redução de nosso capital social, distribuir dividendos ou ações e emitir qualquer título até a data em que os respectivos comunicados públicos sejam publicados; e
- comunicar à nossa companhia e à bolsa de valores seus planos de negociação periódicos em relação aos nossos títulos, se houver, inclusive qualquer alteração ou atraso dos referidos planos. Caso a comunicação seja um plano de investimento ou de desinvestimento, a frequência e as quantidades planejadas deverão estar incluídas.

Restrições a Detentores Não-Brasileiros

Os detentores não-brasileiros não enfrentam nenhuma restrição legal quanto à titularidade de nossas ações ordinárias ou preferenciais ou das ADSs com base em nossas ações ordinárias ou preferenciais, e fazem jus a todos os direitos e preferências relacionados às referidas ações ordinárias ou preferenciais, conforme o caso.

No entanto, a capacidade de converter os pagamentos de dividendos e o produto da venda de ações ordinárias ou preferenciais ou direitos de preferência em moeda estrangeira e de enviar esses valores para o exterior está sujeita a restrições nos termos da legislação de investimentos estrangeiros, que exige, em geral, entre outras coisas, o registro do investimento pertinente junto ao Banco Central do Brasil. Contudo, qualquer detentor não-brasileiro que efetuar um registro junto à CVM em conformidade com a Resolução nº 2.689 poderá comprar e vender títulos na BMF&BOVESPA sem a necessidade de obter um certificado de registro em separado para cada transação.

Além disso, o Anexo III da Resolução nº 1.289 do CMN e alterações posteriores, conhecidos como Regulamentos do Anexo III, permite que as sociedades brasileiras emitam recibos de depositário em mercados de câmbio estrangeiro. Atualmente, possuímos um programa de ADR para nossas ações ordinárias e preferenciais devidamente registrado junto à CVM e ao Banco Central do Brasil. O produto da venda das ADSs pelos detentores fora do Brasil está isento de controles brasileiros de investimento estrangeiro.

Transferência de Controle

De acordo com a legislação brasileira e nosso estatuto, o governo brasileiro é obrigado a possuir pelo menos a maioria de nossas ações com direito a voto. Portanto, qualquer alteração em nosso controle exigiria a alteração da legislação pertinente.

Divulgação de Participações Acionárias

A legislação brasileira exige que qualquer pessoa ou grupo de pessoas que representem os mesmos interesses, que tenham, direta ou indiretamente, adquirido ou vendido uma participação correspondente a 5% do total do número de ações de qualquer espécie ou classe, divulguem sua participação acionária ou alienação do investimento à CVM e à BMF&BOVESPA. Além disso, uma declaração que contenha as informações exigidas deverá ser publicada em jornais. Qualquer aumento ou redução subsequente em 5% ou mais da titularidade de ações de qualquer tipo ou classe deverá ser divulgado de maneira semelhante.

Atos Constitutivos e Contrato Social da PifCo

Registro

A PifCo é uma sociedade de responsabilidade limitada, isenta, constituída nas Ilhas Cayman de acordo com a Lei das Sociedades, e suas emendas posteriores, e registrada no número de registro de empresas sob o número 76600. A PifCo registrou e protocolou seus Atos Constitutivos e Contrato Social junto ao Oficial de Registro de Sociedades em 24 de setembro de 1997. A companhia adotou ainda um Documento Constitutivo e Contrato Social Aditados e Consolidados através de deliberação extraordinária do único sócio em 7 de maio de 2007, e adotou outro Documento Constitutivo e Contrato Social Aditados e Consolidados por uma deliberação extraordinária do único sócio em 23 de fevereiro de 2008. A PifCo foi inicialmente constituída sob a denominação de Brasoil Finance Company, denominação esta que foi alterada por deliberação extraordinária de seus acionistas para Petrobras International Finance Company em 25 de setembro de 1997. A última alteração do Documento Constitutivo e Contrato Social ocorreu em 23 de fevereiro de 2008 para alterar os objetos declarados e finalidades da PifCo.

Objetos e Finalidades

Os Atos Constitutivos e Contrato Social da PifCo concedem a esta plenos poderes e autorização para:

- conduzir negócios de comercialização, venda, financiamento, compra, armazenamento e transporte de petróleo, gás natural e todos os hidrocarbonetos e respectivos derivados, inclusive etanol e outros biocombustíveis, bem como a compra, venda, arrendamento e aluguel de plataformas, equipamentos e unidades de perfuração empregadas nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás e qualquer negócio incidental a esses;
- conduzir e dar continuidade, em toda e qualquer parte do mundo, a quaisquer dos objetos observados acima, através ou por meio da criação ou subscrição para ou, de outra forma, aquisição de títulos em empresas, associações, parcerias ou consórcios para exercer todos os direitos de voto e outros direitos relacionados a tais títulos (incluindo, entre outros, para efetivar a liquidação ou dissolução de tais entidades) e alienar tais títulos;
- adquirir, manter e alienar tais títulos, para fins de *hedging*, investimento ou especulativos e exercer todos os direitos de voto e outros direitos com relação a tais títulos; e
- tomar empréstimos ou levantar recursos para quaisquer das finalidades supracitadas da PifCo e, ocasionalmente, fazer, aceitar, endossar, assinar e emitir notas promissórias, saques, letras de câmbio, warrants, títulos, debêntures e assegurar o pagamento de quaisquer um deles, e de quaisquer juros sobre os mesmos, pela criação de direitos de garantia sobre a propriedade da PifCo, quer então fosse de sua propriedade ou doravante adquirida, e vender, penhorar, ou, de outra forma, alienar tais títulos ou outras obrigações da PifCo para seus fins corporativos.

Em relação à legislação das Ilhas Cayman, a PifCo não pode conduzir negócios nas Ilhas Cayman, a não ser para a promoção de negócios realizados fora das Ilhas Cayman.

Conselheiros

Os conselheiros podem votar em relação a uma proposta, acordo ou contrato em que tenham interesse. No entanto, tais conselheiros devem declarar a natureza de seu interesse na assembleia de conselheiros. Caso os conselheiros interessados declarem seu interesse, seus votos serão contados e eles serão considerados no quorum da referida assembleia.

Os diretores podem, em nome da PifCo, exercer seus poderes de tomada de empréstimo, de emissão de títulos de dívida e de hipotecar ou onerar qualquer empreendimento ou propriedades da PifCo e, em geral, são responsáveis pela administração e gerenciamento cotidianos da sociedade.

Os diretores não são obrigados a deter ações.

Direitos e Obrigações de Acionistas

Dividendos

Os acionistas podem declarar dividendos em uma assembleia geral, mas os dividendos não podem exceder o valor recomendado pelos conselheiros. Os conselheiros podem pagar dividendos intermediários aos acionistas e podem, antes de recomendar qualquer dividendo, separar as reservas a partir dos lucros. Os conselheiros podem, a seu critério, investir essas reservas ou aplicá-las em negócios da PifCo.

Os dividendos podem ser pagos em dinheiro ou espécie, mas só podem ser pagos a partir dos lucros ou, sujeitos a certas restrições da legislação das Ilhas Cayman, de uma conta de reserva de ágio.

Direito de Voto

A votação pode ser realizada em assembleia geral através de voto em aberto ou secreto (se exigido por um ou mais membros presentes ou através de procurador com direito a voto antes ou na declaração do resultado do voto em aberto). No voto em aberto, cada acionista ou acionista representado por procuração tem direito a um voto. No voto secreto, cada acionista ou acionista representado por procuração tem direito a um voto por cada ação de sua titularidade.

Os conselheiros são eleitos por resolução ordinária pelos acionistas na assembleia geral ou por resolução do Conselho de Administração. Os acionistas não terão direito a voto em uma assembleia geral a menos que as chamadas de capital ou outros valores devidos sobre suas ações tiverem sido pagos. Em lugar de votar sobre algum assunto em uma assembleia geral, os acionistas com direito a voto em relação a esse assunto podem adotá-lo assinando uma deliberação por escrito.

Resgate

A PifCo pode emitir ações, que são resgatáveis pela própria PifCo ou por seus acionistas, nos termos e da forma que os conselheiros possam determinar antes da emissão dessas ações. A PifCo poderá recomprar suas próprias ações nos termos e da forma que os conselheiros vierem a determinar e acordar com o acionista pertinente.

Direitos dos Acionistas em Caso de Liquidação

Caso a PifCo entre em processo de liquidação, o liquidante pode (de acordo com uma deliberação em assembleia ordinária):

- estipular um valor justo dos ativos da PifCo, dividir todo ou parte dos ativos da PifCo entre os acionistas e determinar como os ativos serão divididos entre os acionistas ou classes de acionistas; e
- conferir a agentes fiduciários todos ou parte dos ativos da PifCo.

Os acionistas não serão obrigados a aceitar títulos sobre os quais exista uma obrigação.

Chamadas para Integralização de Ações

Os conselheiros podem fazer chamadas aos acionistas com relação a valores a pagar sobre suas ações (sujeitos ao envio de uma notificação a tal acionista com um prazo de, no mínimo, quatorze dias, especificando o período ou períodos de pagamento). Cada acionista deverá pagar à companhia os valores de chamada de tais ações.

Mudança nos Direitos de Acionistas

Os acionistas podem alterar os direitos de sua classe de ações mediante:

- obtenção de consentimento por escrito de dois terços dos acionistas dessa classe; ou
- aprovação de uma deliberação extraordinária em uma assembleia de acionistas dessa classe.

Não existem limitações gerais com relação aos direitos de posse de ações especificadas pelo contrato social.

Assembleias Gerais

Uma assembleia geral pode ser convocada:

- pelos conselheiros a qualquer momento; ou
- por dois acionistas quaisquer que detiverem no mínimo 10% do capital acionário integralizado com direito a voto da PifCo, mediante solicitação por escrito.

A notificação de uma assembleia geral é enviada a todos os acionistas.

Todos os negócios a serem tratados em uma assembleia geral são considerados negócios especiais, exceto:

- aprovação de um dividendo;
- apreciação das contas, balanço patrimoniais e relatório regular de conselheiros e auditores;
- nomeação e destituição de conselheiros; e
- determinação da remuneração dos auditores.

É necessário o consentimento unânime dos acionistas para discutir negócios especiais em uma assembleia, a não ser que um aviso sobre o negócio especial tenha sido incluído no edital da assembleia. Exige-se a presença de um quorum de acionistas em qualquer assembleia para a discussão de negócios. Um ou mais acionistas que detiverem, no mínimo, a maioria das ações da PifCo que estiverem presentes pessoalmente ou representados por procuração é considerado um quorum.

De acordo com a legislação das Ilhas Cayman, não existem exigências para convocar uma assembleia ordinária ou qualquer assembleia geral de acionistas. Os conselheiros têm permissão para designar qualquer assembleia geral de acionistas como assembleia geral ordinária.

Responsabilidade dos Acionistas

Em circunstâncias normais, a responsabilidade de qualquer acionista para com a PifCo limita-se ao valor que esse acionista concordou em pagar em relação à subscrição de suas ações.

Alterações no Capital

A PifCo pode aumentar seu capital acionário por deliberação ordinária. As novas ações ficarão sujeitas a todas as disposições às quais as ações originais estão sujeitas.

A PifCo poderá, também, em deliberação ordinária::

- consolidar e dividir todo ou parte de seu capital acionário em ações de maior valor do que o valor das ações existentes;
- converter todas ou parte de suas ações integralizadas em títulos de participação no capital e reconverter os referidos títulos em ações integralizadas de qualquer denominação;
- desdobrar as ações existentes em ações de menor valor, sujeita às disposições da Seção 13 da Lei das Sociedades; e
- cancelar quaisquer ações que na data da deliberação não sejam detidas, ou concordadas em ser detidas, por qualquer pessoa, e diminuir o valor de seu capital acionário pelo valor das ações dessa forma canceladas.

A PifCo pode reduzir seu capital acionário e qualquer reserva de resgate de capital por deliberação extraordinária de acordo com disposição pertinente da legislação das Ilhas Cayman.

Indenização

Os conselheiros e executivos da PifCo são indenizados com os ativos e recursos da companhia contra todas as ações, processos, custos, encargos, despesas, perdas, danos ou responsabilidades que incorrerem ou sofrerem quando da condução dos negócios ou assuntos da PifCo na execução de seus respectivos deveres, poderes, autoridades ou critérios. De acordo com os Atos Constitutivos da PifCo, os conselheiros e executivos estão isentos de toda responsabilidade para com a PifCo, exceto para casos de prejuízos que decorram como resultado da desonestidade própria de referida parte.

Contas

As contas relativas a assuntos da PifCo são mantidas na forma que os conselheiros vierem a determinar periodicamente e podem ser auditadas da maneira que possa ser determinado, periodicamente, pelos conselheiros. Entretanto, não há nenhuma exigência relativa à legislação das Ilhas Cayman quanto à realizar auditoria das contas da PifCo.

Alteração do Contrato Social

A PifCo poderá, por deliberação extraordinária dos acionistas, alterar seus atos constitutivos e contrato social.

Transferência de Jurisdição

A PifCo poderá, por deliberação extraordinária dos acionistas, transferir-se da jurisdição das Ilhas Cayman para qualquer outra jurisdição que permita tal transferência.

Contratos Relevantes

Petrobras

Cessão Onerosa

Em 3 de setembro de 2010, celebramos um contrato com o governo federal brasileiro através do qual o governo nos cedia o direito de conduzir atividades de exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluídos em áreas de pré-sal especificadas, sujeitos a uma produção máxima de cinco bilhões de barris de óleo equivalente. O Contrato de Cessão Onerosa foi celebrado em conformidade com as provisões específicas da Lei nº 12.276. A minuta do Contrato de Cessão Onerosa foi aprovada por nosso Conselho de Administração em 1º de setembro de 2010 e pelo CNPE em 1º de setembro de 2010, após uma negociação entre nós e o governo federal brasileiro baseada em relatórios de peritos independentes obtidos por nós e pela ANP de acordo com a o procedimento de avaliação conforme exigido pela Lei nº 12.276.

Condições Básicas

Finalidade. Segundo o Contrato de Cessão Onerosa, pagamos um valor contrato de preços pelo direito de realizar atividades de exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos de fluídos em áreas de pré-sal especificadas, sujeitas a uma produção máxima de cinco bilhões de barris de óleo equivalente. Embora o Contrato de Cessão Onerosa nos conceda certos direitos semelhante àqueles de uma concessão, o Contrato de Cessão Onerosa é um regime específico para exploração e produção, não é uma concessão de acordo com a lei brasileira.

Área Coberta. O Contrato de Cessão Onerosa cobre seis blocos firmes além de um bloco contingente, localizados nas áreas do pré-sal e identificados no Contrato de Cessão Onerosa. Esses blocos estão localizados na

Bacia de Santos e possuem características geológicas semelhantes às descobertas feitas em outros locais nas áreas do pré-sal.

Fiscalização e Inspeção. A ANP possui a autoridade reguladora e os direitos de inspeção sobre nossas atividades nas áreas sujeitas ao Contrato de Cessão Onerosa, bem como sobre nossa conformidade com o Contrato de Cessão Onerosa.

Custos e Riscos. Todas as nossas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de acordo com o Contrato de Cessão Onerosa serão realizadas às nossas custas e risco.

Valor

O valor inicial do contrato por nossos direitos em conformidade com o Contrato de Cessão Onerosa era de R\$74.807.616.407, que era equivalente a US\$42.533.327.500 em 1º de setembro de 2010. Conforme estabelecido pela Lei nº 12.276, o valor do contrato foi determinado através de negociação entre nós e o governo federal brasileiro, baseado em relatórios de peritos independente obtidos por nós e pela ANP, levando em consideração uma série de fatores, incluindo condições de mercado, preços atuais do petróleo e custos da indústria.

Utilizamos parte dos lucros de nossa venda de ações na oferta global para o pagamento do valor inicial do contrato, incluindo o uso de LFTs que recebemos do governo federal brasileiro na oferta global. As LFTs foram avaliadas ao mesmo valor que foram avaliadas para fins de oferta global.

O Contrato de Cessão Onerosa estabelece os valores e volumes iniciais para cada bloco, como a seguir:

	AVALIAÇÕES INICIAIS		
	Volume (milhões de boe)	Preço (US\$/boe)	Valor (US\$)
Bloco 1			
Florim	467	9.0094	4.207.389.800
Bloco 2			
Franco	3.058	9.0400	27.644.320.000
Bloco 3			
Guará Sul	319	7.9427	2.533.721.300
Bloco 4			
Área ao redor de Iara	600	5.8157	3.489.420.000
Bloco 5			
Tupi Sul	128	7.8531	1.005.196.800
Bloco 6			
Tupi Nordeste	428	8.5357	3.653.279.600
Bloco 7 (Bloco contingente)			
Peroba	—	—	—
Valor Inicial de Contrato do Contrato de Cessão Onerosa			42.533.327.500

Duração

O Contrato de Cessão Onerosa tem a duração de 40 anos, extensível por um período adicional de cinco anos, mediante nossa solicitação, em casos de (i) força maior, (ii) atraso na obtenção de licenças ambientais pertinentes, contanto que tal atraso seja atribuível apenas à autoridade ambiental pertinente, (iii) suspensão das atividades por determinação da ANP, ou (iv) alterações nas condições geológicas previstas para cada área. A prorrogação será empregada apenas para áreas onde a ANP identificar a ocorrência de um dos eventos especificados acima. A ANP levará em consideração o período de tempo de atraso ocorrido para determinar a duração da extensão, sujeita ao limite de cinco anos indicado acima. Além disso, a duração do Contrato de Cessão Onerosa está sujeita ao processo de revisão.

Área Contingente

Podemos solicitar que o governo federal brasileiro nos conceda o direito de desempenhar as atividades estabelecidas no programa obrigatório de exploração no bloco contingente em um prazo de quatro anos a partir da data do Contrato de Cessão Onerosa, e contanto que fique comprovado, com base nas melhores práticas da indústria do petróleo e gás, que o volume total recuperável nos outros blocos é menor do que o volume máximo inicialmente determinado pelo Contrato de Cessão Onerosa.

As atividades estabelecidas no programa obrigatório de exploração para o bloco contingente devem ser realizadas dentro do período determinado para a fase de exploração. A qualquer momento, caso seja identificada por nós ou pelo governo federal brasileiro a possibilidade de produzir o volume máximo inicialmente estabelecido no Contrato de Cessão Onerosa nos outros blocos, somos obrigados a devolver imediatamente o bloco contingente ao governo federal brasileiro.

Revisão

O Contrato de Cessão Onerosa está sujeito a um processo. Informaremos o governo federal brasileiro e a ANP dez meses antes da data esperada para a declaração de comercialidade de cada área coberta pelo contrato, com o intuito de iniciar o processo, que se iniciará imediatamente após a declaração de comercialidade de cada campo em cada bloco. O processo de revisão será concluído quando emitirmos nossa última declaração de comercialidade, com base nos preços e volumes revisados de cada área para todas as áreas sujeitas ao Contrato de Cessão Onerosa. A área contingente também estará sujeita ao processo.

A conclusão do processo pode resultar na renegociação do valor do contrato, do volume de produção máximo de cinco bilhões de barris de óleo equivalente, da duração e dos níveis mínimos de bens e serviços a serem adquiridos de fornecedores brasileiros.

Caso o valor de contrato revisado seja maior do que o valor inicial do contrato, podemos entrar em um acordo com o governo federal brasileiro, optando por uma das seguintes opções de pagamento: (i) um pagamento será feito por nós, em espécie ou LFTs, ao governo federal brasileiro em um valor igual à diferença entre o valor de contrato revisado (decorrente do processo) e o valor inicial do contrato; ou (ii) redução no volume máximo de produção de cinco bilhões de barris de óleo equivalente, concordando em devolver uma ou mais áreas cobertas pelo Contrato de Cessão Onerosa. Caso o valor de contrato revisado seja menor do que o valor inicial do contrato, então o governo federal brasileiro nos pagará em espécie, LFTs, títulos emitidos por nós ou através de outros meios acordados entre nós, a diferença entre o valor de contrato revisado e o valor inicial do contrato. Em qualquer um dos casos, a diferença entre o valor de contrato revisado e o valor inicial do contrato em dólares norte-americanos será convertida para reais, com base na taxa de câmbio PTAX média para compra de dólares norte-americanos publicada pelo Banco Central do Brasil para os 30 dias que precederem a revisão de cada área e será reajustado pela taxa de juros do Sistema Especial de Liquidação e Custódia ou pela taxa SELIC, até a data de pagamento. Os pagamentos devem ser efetuados em um prazo de até três anos da conclusão do processo.

O processo será baseado em relatórios de peritos independentes a serem contratados por nós e pela ANP. Os fatores a seguir serão considerados no processo de revisão: Data de Referência: a data dos relatórios obtidos por nós e pela ANP para fins de negociação do valor inicial do contrato;

- Taxa de Desconto: uma taxa de desconto de 8,83% ao ano;
- Preço de Referência de Petróleo: será igual ao preço de comercialização médio no mês que preceder a data de revisão (Crude Light West Texas Intermediate — WTI), em US\$/barril, conforme publicado pela New York Mercantile Exchange, a NYMEX, sob o código “CL,” para contratos de futuros com data de vencimento no dia dezoito, menos o diferencial em relação ao petróleo Brent. O diferencial de petróleo Brent (o preço de WTI menos o preço Brent) será calculado usando médias anuais de projeções mensais conforme especificado nos mais recentes relatórios publicados pelo Pira Energy Group (disponível em seu website mediante pagamento de uma taxa) para o exercício seguinte à revisão, ou, caso não esteja

disponível, uma previsão comparável publicada por uma empresa internacional reconhecida por sua competência técnica na indústria do petróleo e gás natural. Para cada área sob o Contrato de Cessão Onerosa, o cálculo do diferencial do preço do barril de óleo equivalente pertinente a cada área em relação ao petróleo Brent deverá ser baseado nos dados de caracterização de fluidos mais recentes disponíveis na data de revisão, e deverá ser realizado de acordo com a metodologia especificada na Portaria ANP nº 206/2000.

- Preço de Referência de Gás Natural em US\$/MMBtu: o preço de referência de gás natural é igual ao preço no mercado de referência (PMR) menos as prestações relativas a tarifas com transporte (TTr), tarifas de processamento (TP), tarifas de transferência (TT) e despesas de vendas (DC), de acordo com a seguinte fórmula: $PRGN = PMR - (TTr + TP + TT + DC)$, onde:
 - O preço no mercado de referência (PMR) em US\$/MMBtu é o preço médio de venda do gás natural doméstico nos doze meses que precederem a data de revisão, pesado por volume, consistente com nossa prática de comprometimento com o mercado não-termelétrico nos estados do Rio de Janeiro e São Paulo.
 - Tarifas de transporte (TTr) em US\$/MMBtu são tarifas contratuais de gasodutos usados para transportar gás natural entre nossas plantas de processamento e os pontos de entrega, conforme a seguir: $TTr = \sum TTr(n)$, onde TTr (n) é igual às tarifas transporte de gasoduto n.
 - As tarifas de processamento (TP) em US\$/MMBtu são baseadas nos custos de processamento de gás natural do pré-sal, em nosso terminal de Cabiúnas em Macaé, Estado do Rio de Janeiro, levando em consideração a receita da comercialização de hidrocarbonetos líquidos que resultarão do processamento de gás natural.
 - As tarifas de transferência (TT) em US\$/MMBtu são baseadas no custo de transferência de gás natural das áreas do pré-sal de nossas unidades de produção para o terminal de Cabiúnas.
 - Despesas de Vendas (DC) em US\$/MMBtu correspondem aos custos incorridos na comercialização de gás natural, que incluem, entre outras, a preparação e administração de contratos de comercialização de gás natural, custos com logística de suprimento de gás natural e custos com faturamento.
 - Os cálculos das tarifas de processamento e transferência serão baseados em informações auditadas que temos disponíveis para projetos equivalentes envolvendo processamento e transferência de gás natural do pré-sal. Os cálculos de despesas de vendas serão baseados em informações auditadas que temos disponíveis relativas à comercialização de gás natural.
- Imposto: Impostos pertinentes serão os impostos brasileiros pertinentes a campos sob o Contrato de Cessão Onerosa em vigor no período de revisão;
- Custo:
 - Para operações entre a data de celebração do Contrato de Cessão Onerosa e a data de revisão, o custo será o custo efetivo incorrido por nós, em dólares norte-americanos, separadamente para cada área sob o Contrato de Cessão, contanto que tenham sido auditados e estejam consistentes com as práticas comuns de mercado.
 - Os custos operacionais e com investimentos e custos futuros adicionais serão estimados de acordo com as melhores práticas na indústria de petróleo, levando em consideração o ambiente operacional e baseado nos preços de mercado praticados para cada bem ou serviço na data de revisão.

- Arrendamento e aluguel: em casos onde seja pertinente arrendamento e aluguel, estes serão considerados de acordo com as melhores práticas na indústria do petróleo, para ativos de produção incluindo, mas não se limitando a unidades de produção e equipamentos submarinos. Os pagamentos de arrendamento e aluguel serão estimados com base nas taxas diárias de arrendamento em contratos de arrendamento e aluguel recentes de Unidades de Produção Estacionárias que possuem um valor de mercado equivalente (CAPEX). Quaisquer impostos devidos em conformidade com a transferência de pagamentos de arrendamentos e aluguéis serão acrescidos aos pagamentos de arrendamentos e aluguéis.
- Custos com investimentos, custos operacionais e despesas adicionais serão calculados em dólares norte-americanos; e
- Taxa de Câmbio: a taxa de câmbio a ser usada na conversão de dólares norte-americanos para reais será a taxa de câmbio média PTAX para compra de dólares norte-americanos (calculado pelo Banco Central do Brasil) para os 30 dias imediatamente anteriores ao pagamento.

Fases

Nosso desempenho de acordo com o Contrato de Cessão Onerosa está dividido em duas fases:

- Fase de exploração. Essa fase compreende a avaliação com a finalidade de determinar a comercialidade de quaisquer descobertas de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluídos. A fase de exploração se inicia na data de celebração do Contrato de Cessão Onerosa e terminará mediante declaração de comercialidade de cada reservatório correspondente descoberto em cada área coberta pelo Contrato de Cessão Onerosa. Teremos quatro anos, extensíveis por um período adicional de dois anos, para estar em conformidade com o programa obrigatório de trabalho e outras atividades aprovadas pela ANP, conforme estabelecido no Contrato de Cessão Onerosa. Caso descobramos petróleo e decidamos avaliar tal descoberta, devemos emitir uma notificação de descoberta à ANP. Mediante a conclusão do programa de trabalho obrigatório em cada bloco, podemos notificar a ANP por escrito que estamos encerrando a fase de exploração para emissão de uma declaração de comercialidade de cada reservatório descoberto dentro de um determinado bloco ou que não houve descoberta que justificasse o desenvolvimento de um determinado bloco.
- Fase de Produção. A fase de produção se inicia na data de entrega da declaração de comercialidade por nós à ANP, e dura até o término do Contrato de Cessão Onerosa. Ela compreende um período de desenvolvimento, durante o qual realizaremos atividades em conformidade com um plano de desenvolvimento aprovado pela ANP. Após o período de desenvolvimento, podemos iniciar a produção em conformidade com uma notificação à ANP.

Programa de Exploração Obrigatório

Durante a fase de exploração, somos obrigados a realizar um programa de trabalho obrigatório, conforme especificado no anexo ao Contrato de Cessão Onerosa. Podemos realizar outras atividades fora do escopo do programa de trabalho obrigatório, contanto que tais atividades sejam aprovadas pela ANP.

A ANP irá aplicar multas por eventuais atrasos de nossa parte na realização do programa de exploração obrigatório. Caso o atraso seja menor do que 24 meses, a multa será correspondente ao valor de tais atividades não-realizadas, proporcional ao número de dias ainda pendentes. Caso o atraso seja maior do que 24 meses, então a multa será igual a duas vezes o valor das atividades do programa de exploração obrigatório para o bloco pertinente.

Realocação de Volumes

O governo federal brasileiro e nós podemos negociar a realocação do volume de petróleo e gás natural originalmente designados para cada bloco, observando o preço por barril de petróleo equivalente pertinente a cada área, nos seguintes cenários: (i) a autoridade ambiental pertinente não concede uma licença permanente para a realização de atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em um determinado bloco ou campo, ou (ii) a produção do volume alocado para qualquer bloco não é possível de acordo com as melhores práticas da indústria do petróleo para as características geológicas dos reservatórios, observando os parâmetros econômicos estabelecidos no processo de revisão (conforme discutido abaixo).

Assim que a realocação estiver concluída, o número de barris de óleo equivalente a ser produzido no novo bloco será igual à multiplicação do (i) número de barris de óleo equivalente que foi realocado do bloco original para o novo bloco e (ii) valor do barril de óleo equivalente no bloco original, a ser dividido pelo valor do barril de óleo equivalente no novo bloco.

Caso não seja possível realocar todos os volumes de petróleo e gás natural não produzidos por nós, o procedimento de realocação será realizado em parte e o governo federal brasileiro nos pagará o valor resultante da multiplicação do volume não sujeito à realocação pelo valor do barril no bloco para o qual realocação foi feita. Este valor em dólares será convertido para reais usando a taxa de câmbio PTAX média para compra de dólares norte-americanos nos 30 dias anteriores à data do processo de realocação de tal bloco e reajustado pela taxa SELIC durante o período entre a data do processo de realocação de tal bloco e a data de pagamento pelo governo federal brasileiro.

Caso seja determinado que não seja possível realocar quaisquer volumes de petróleo, gás natural e outros fluídos de hidrocarbonetos conforme descrito acima, o governo federal brasileiro irá nos ressarcir um valor equivalente ao volume total de barris de óleo equivalente que não foi produzido multiplicado pelo valor do dólar de barril de óleo equivalente aplicável ao bloco correspondente, convertido em reais usando a taxa de câmbio PTAX média para compra de dólares norte-americanos nos 30 dias anteriores à data do processo de realocação e reajustado pela taxa SELIC da data do processo de realocação para tal bloco até a data de pagamento pelo governo federal brasileiro.

A forma e condições de pagamento do ressarcimento, em qualquer caso, serão negociadas por nós e pelo governo federal brasileiro. Os pagamentos serão efetuados em um prazo de até três anos após a conclusão do processo de realocação.

Unitização

Um reservatório coberto por um bloco a nós designado pelo Contrato de Cessão Onerosa pode ser estendido até áreas adjacentes fora de tal bloco. Neste caso, devemos notificar imediatamente a ANP após identificar a extensão e seremos impedidos de realizar as atividades de exploração e produção dentro de tal bloco até que tenhamos negociado um acordo de unitização com a concessionária ou contratada terceirizada, de acordo com um regime diferente de exploração e produção, que possui direitos sobre tais áreas adjacentes. A ANP irá informar a tais terceiros que devemos negociar um "Acordo de Unitização." Caso a área adjacente não esteja licenciada, o governo federal brasileiro deverá indicar um representante para negociar conosco.

Caso não seja possível para as partes chegar a um acordo dentro do prazo estabelecido pela ANP, a agência irá determinar os termos e obrigações relativos a tal unitização, com base no relatório de um perito, e também enviará notificação aos terceiros ou ao representante do governo federal brasileiro e a nós, conforme o caso, sobre tal determinação. Até o acordo de unitização ser aprovado pela ANP, as operações para desenvolvimento e produção de tal reservatório deverão permanecer suspensas, a menos que de outro modo autorizado pela ANP. Nossa recusa em assinar o acordo de unitização implicará na devolução ao governo federal brasileiro da área sujeita ao processo de unitização.

Licenças, Autorizações e Permissões

Somos obrigados a obter todas as licenças, autorizações, permissões e direitos exigidos por legislação pertinente, conforme determinado pelas autoridades competentes ou com base nos direitos de terceiros quer contemplados ou não no Contrato de Cessão Onerosa, que possam ser necessários para realizar nossas operações em conformidade com o Contrato de Cessão Onerosa.

Ambiental

Somos obrigados a preservar o meio ambiente e proteger o ecossistema na área sujeita ao Contrato de Cessão Onerosa, de modo a evitar danos e perdas para a fauna, flora e recursos naturais, e seremos responsáveis por todos os danos advindos de nossas operações, incluindo quaisquer medidas de recuperação em caso de danos ao meio-ambiente.

Conteúdo Brasileiro

O Contrato de Cessão Onerosa nos obriga a adquirir um nível mínimo de bens e serviços de fornecedores brasileiros e a fornecer condições iguais para que tais fornecedores possam concorrer com empresas estrangeiras em relação à venda de bens e serviços. A exigência de conteúdo mínimo brasileiro está relacionada no Contrato de Cessão Onerosa e especifica determinados equipamentos, bens e serviços, bem como diferentes níveis de exigências de conteúdo de acordo com as diferentes fases e períodos do Contrato de Cessão Onerosa. O limite de conteúdo brasileiro é de 37% para a fase de exploração. Para o período de desenvolvimento, (i) 55% para os períodos de desenvolvimento de produção inicial até 2016, (ii) 58% para os períodos de desenvolvimento de produção inicial entre 2017 e 2019, e (iii) 65% períodos de desenvolvimento de produção inicial a partir de 2020. Apesar das porcentagens mínimas estabelecidas para cada período de tempo de desenvolvimento, a porcentagem média geral do conteúdo brasileiro no período de desenvolvimento deverá ser de, pelo menos, 65%. Caso deixemos de cumprir com as obrigações relativas ao conteúdo brasileiro, poderemos estar sujeitos a multas específicas impostas pela ANP.

Royalties e despesas com Pesquisa e Desenvolvimento

Assim que iniciarmos a produção comercial em cada campo, seremos obrigados a pagar royalties mensais a um valor igual a 10% da produção de petróleo e gás natural. Também teremos que investir 0,5% de nossa receita bruta anual advinda da produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluídos em conformidade com o Contrato de Cessão Onerosa em atividades de pesquisa e desenvolvimento relativas a questões energéticas e ambientais sendo realizadas em universidades e instituições nacionais de desenvolvimento técnico e de pesquisas, públicas ou privadas, previamente registradas junto à ANP para tal finalidade.

Disposições Gerais

- Não poderemos ceder nossos direitos de acordo com o Contrato de Cessão Onerosa.
- Qualquer violação do Contrato de Cessão Onerosa ou de quaisquer regulamentos da ANP fará com que possamos vir a sofrer sanções administrativas e multas a serem aplicadas pela ANP, de acordo com legislação pertinente e com os termos neste Contrato de Cessão Onerosa, e observando o devido processo de lei.
- Caso nossa violação ao Contrato de Cessão Onerosa seja considerada pela ANP como não sendo significativo, intencional ou resultado de negligência, imprudência ou descuido, ou fique comprovado que trabalhamos de modo diligente para solucionar tal violação, a ANP pode, em vez de rescindir o Contrato de Cessão Onerosa, aplicar as sanções supracitadas.
- O Contrato de Cessão Onerosa será rescindido quando (i) for atingida a produção do volume máximo de barris de óleo equivalente conforme especificado no Contrato de Cessão Onerosa, (ii) do término do

prazo, ou (iii) solicitado pela ANP, caso deixemos de observar o período para resolução estabelecido pela ANP em relação à violação de uma obrigação que se comprove como pertinente para a continuação das operações em cada bloco. Tal período de resolução não pode ser menor do que 90 dias, exceto em casos de extrema emergência.

- O governo federal brasileiro e nós estaremos liberados da realização das atividades estabelecidas no Contrato de Cessão Onerosa apenas em casos de força maior, que incluem, entre outros, atrasos na obtenção de uma licença ambiental, contanto que tal atraso seja atribuível apenas à autoridade ambiental pertinente.
- O Contrato de Cessão Onerosa está sujeitos à legislação brasileira.
- O governo federal brasileiro e nós envidaremos nossos melhores esforços no sentido de dirimir quaisquer disputas de modo amigável. Caso isto não seja possível, submeteremos tal disputa para análise arbitral pela Advocacia-Geral da União Federal, que poderá confiar a peritos independentes no tratamento de questões técnicas ou entrar com um processo legal no Tribunal Federal localizado em Brasília, Brasil.

Para obter informações relacionadas a nossos outros contratos relevantes, consulte o Item 4, “Informações sobre a Companhia” e o Item 5 “Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras.”

PifCo

Para obter informações relacionadas outros contratos relevantes da PifCo, consulte o Item 4, “Informações sobre a Companhia” e o Item 5 “Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras.”

As declarações que constam neste relatório anual com relação ao teor de qualquer contrato ou de outro documento não são necessariamente completas e, no caso do contrato ou outro documento ser anexo do relatório anual, cada uma dessas declarações está qualificada em todos os aspectos pelas disposições do contrato real ou de outros documentos.

Controles de Câmbio da Petrobras

Não há restrições quanto à titularidade das ações ordinárias ou preferenciais por pessoas físicas ou jurídicas domiciliadas fora do Brasil.

O direito de converter os pagamentos de dividendos e o produto da venda de ações em moeda estrangeira e de enviar tais valores para fora do Brasil está sujeito a restrições nos termos da legislação de investimentos estrangeiros, que exige, em geral, entre outras coisas, o registro do investimento pertinente junto ao Banco Central do Brasil. Caso quaisquer restrições sejam impostas à remessa de capital estrangeiro para o exterior, elas poderiam prejudicar ou impedir a Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia (CBLC), na qualidade de custodiante das ações ordinárias e preferenciais representadas pelas ADSs, ou os detentores registrados que tenham trocado as ADSs por ações ordinárias ou ações preferenciais, de converter dividendos, distribuições ou o produto de qualquer venda das referidas ações ordinárias ou ações preferenciais, conforme o caso, em dólares norte-americanos e remeter esses dólares para o exterior.

Os investidores estrangeiros poderão registrar seu investimento de acordo com a Lei nº 4.131 de 3 de setembro de 1962 ou da Resolução nº 2.689. O registro de acordo com a Resolução nº 2.689 confere tratamento fiscal favorável a investidores estrangeiros que não residam em um paraíso fiscal, conforme definição contida na legislação tributária brasileira. Consulte “—Tributação Relativa às Nossas ADSs e Ações Ordinárias e Preferenciais — Considerações sobre Impostos Brasileiros”.

Nos termos da Resolução nº 2.689, os investidores estrangeiros poderão investir em quase todos os ativos financeiros e participar de quase todas as transações disponíveis nos mercados financeiros e de capitais brasileiros,

desde que certas exigências sejam cumpridas. De acordo com a Resolução nº 2.689, a definição de investidor estrangeiro inclui pessoas físicas, pessoas jurídicas, fundos mútuos e outras entidades de investimento coletivo, com residência, sede ou domicílio no exterior.

Nos termos da Resolução nº 2.689, um investidor estrangeiro deve:

- nomear, pelo menos, um representante no Brasil com poderes para praticar atos em relação ao seu investimento;
- nomear um depositário autorizado no Brasil para seus investimentos;
- obter registro na qualidade de investidor estrangeiro junto à CVM; e
- obter registro de seu investimento estrangeiro junto ao Banco Central do Brasil.

Os títulos e outros ativos financeiros detidos por um investidor de acordo com a Resolução nº 2.689 deverão ser registrados ou mantidos em contas de depósito ou sob custódia de instituição devidamente licenciada pelo Banco Central do Brasil ou pela CVM. Além disso, qualquer transferência de títulos detidos de acordo com a Resolução nº 2.689 deverá ser realizada em bolsas de valores ou por intermédio de mercados de balcão organizados licenciados pela CVM, salvo as transferências resultantes de uma reestruturação societária, ou quando da ocorrência de morte de um investidor, por força de lei ou de testamento.

Os detentores de ADSs que não registraram seu investimento junto ao Banco Central do Brasil podem ser afetados de forma desfavorável por atrasos ou recusas na concessão de qualquer aprovação do governo necessária para conversões de pagamentos efetuados em reais e remessas para o exterior desses valores convertidos.

Os Regulamentos do Anexo III dispõem sobre a emissão de recibos de depositário nos mercados estrangeiros a respeito de ações de emissores brasileiros. O depositário das ADSs obteve junto ao Banco Central do Brasil um certificado de registro eletrônico a respeito do nosso programa de ADR existente. De acordo com o registro, o custodiante e o depositário poderão converter dividendos e outras distribuições em relação às ações pertinentes representadas por ADSs em moeda estrangeira e remeter o produto para fora do Brasil. Após o fechamento de uma oferta internacional, o certificado de registro eletrônico será alterado pelo depositário em relação às ADSs vendidas na oferta internacional e será mantido pelo custodiante brasileiro em relação às ações pertinentes em nome do depositário.

Na hipótese de um detentor de ADSs trocar as ADSs pelas ações subjacentes, o detentor terá o direito de continuar a confiar no registro eletrônico por cinco dias úteis a contar da troca. Subsequentemente, a menos que as ações pertinentes sejam detidas de acordo com a Resolução nº 2.689 por um investidor devidamente registrado, ou um detentor das ações pertinentes solicitar e obter um novo certificado de registro junto ao Banco Central do Brasil, o detentor não poderá converter em moeda estrangeira e remeter para fora do Brasil o produto da alienação ou das distribuições das ações pertinentes e o detentor, caso não seja registrado nos termos da Resolução nº 2.689, ficará sujeito a um tratamento fiscal brasileiro menos favorável do que o dispensado a um detentor de ADSs. Além disso, caso o investidor estrangeiro resida em um "paraíso fiscal", o investidor também estará sujeito a um tratamento fiscal menos favorável. Consulte o Item 3 "Informações Principais – Fatores de Risco - Riscos Relativos aos Nossos Títulos de Dívida e Títulos Patrimoniais" e "— Tributação Relativa às Nossas ADSs e Ações Ordinárias e Preferenciais - Considerações Fiscais Brasileiras."

PifCo

Não existem:

- leis, decretos ou regulamentos governamentais nas Ilhas Cayman que restrinjam a exportação ou importação de capital, inclusive de dividendo e de outros pagamentos a detentores de títulos que não

residam nas Ilhas Cayman, desde que esses titulares não residam em países sujeitos a certas sanções pelas Nações Unidas ou pela União Europeia; e

- limitações sobre o direito de titulares não residentes ou estrangeiros impostos pela legislação da Ilhas Cayman ou pelo Memorando de Constituição da PFICo de deter ou votar em ações da PifCo.

Tributação Relativa às Nossas ADSs e Ações Ordinárias e Preferenciais

O resumo a seguir contém uma descrição de considerações relevantes sobre imposto de renda federal brasileiro e dos Estados Unidos que podem ser pertinentes à compra, titularidade e alienação de ações preferenciais ou ordinárias ou de ADSs por um titular. Este resumo não descreve nenhuma consequência tributária que possa surgir de acordo com a legislação de qualquer estado, município ou jurisdição tributária, exceto a legislação do Brasil e dos Estados Unidos.

Este resumo tem como base a legislação tributária do Brasil e dos Estados Unidos vigente na data deste relatório anual e que está sujeita a mudanças (possivelmente com efeito retroativo). Este resumo também tem como base as declarações do depositário e a assunção de que as obrigações contidas no contrato de depósito e em qualquer documento relacionado serão cumpridas de acordo com seus respectivos termos.

Esta descrição não é uma descrição abrangente das considerações tributárias que possam ser pertinentes para qualquer investidor específico, inclusive as considerações tributárias originadas das normas de aplicação geral a todos os contribuintes ou a certas classes de investidores, ou normas que geralmente presume-se que os investidores conheçam. Os possíveis compradores de ações ordinárias ou preferenciais ou de ADSs devem consultar seus conselheiros fiscais a respeito das consequências tributárias da aquisição, titularidade e alienação de ações ordinárias ou preferenciais ou de ADSs.

Não existe um tratado de imposto entre os Estados Unidos e o Brasil. Nos últimos anos, as autoridades fiscais do Brasil e dos Estados Unidos mantiveram discussões que poderão resultar no referido tratado. Porém, não podemos prever se ou quando um tratado entrará em vigor ou de que forma ele afetará os titulares norte-americanos de ações ordinárias ou preferenciais ou de ADSs. Detentores de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs.

Considerações sobre Impostos Brasileiros

Geral

A discussão a seguir resume as consequências tributárias brasileiras relevantes da aquisição, titularidade ou alienação de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs, conforme o caso, por um titular que não seja domiciliado no Brasil, denominado também titular não brasileiro, para fins de tributação brasileira.

De acordo com as leis brasileiras, os investidores podem investir em ações preferenciais ou ordinárias de acordo com a Resolução nº 2.689 ou com a Lei nº 4.131 de 3 de setembro de 1962. As regras da Resolução nº 2.689 permitem que investidores estrangeiros invistam em quase todos os instrumentos e participem de quase todas as transações disponíveis nos mercados financeiros e de capitais brasileiros, desde que sejam cumpridas certas exigências. De acordo com a Resolução nº 2.689, a definição de investidor estrangeiro inclui pessoas físicas, pessoas jurídicas, fundos mútuos e outras entidades de investimento coletivo, com residência, sede ou domicílio no exterior.

De acordo com esta regra, os investidores estrangeiros devem: (i) nomear pelo menos um representante no Brasil com poderes para praticar atos relacionados a um investimento estrangeiro; (ii) preencher o formulário apropriado para registro de investidor estrangeiro; (iii) registrar-se como investidor estrangeiro junto à CVM e (iv) registrar o investimento estrangeiro junto ao Banco Central do Brasil.

Os títulos e outros ativos financeiros detidos por um investidor estrangeiro de acordo com a Resolução nº 2.689 deverão ser registrados ou mantidos em contas de depósito ou sob custódia de uma instituição devidamente

licenciada pelo Banco Central do Brasil ou pela CVM. Além disso, a negociação de títulos está restrita às operações realizadas em bolsas de valores ou em mercados de balcão organizados e licenciados pela CVM.

Tributação de Dividendos

Os dividendos que pagamos, inclusive dividendos de ações e outros dividendos pagos em bens ao depositário em relação às ADSs, ou a um titular que não seja brasileiro em relação às ações preferenciais ou ordinárias, atualmente estão sujeitos a retenção de imposto na fonte no Brasil, até onde tais valores estejam relacionados a lucros gerados a partir de 1º de janeiro de 1996. Os dividendos relativos a lucros gerados antes de 1º de janeiro de 1996 podem estar sujeitos a retenção de imposto de renda brasileiro a taxas variáveis, dependendo do exercício em que os lucros foram gerados.

Devemos pagar aos nossos acionistas (inclusive aos titulares de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs) juros sobre o valor dos dividendos pagáveis a eles, à taxa SELIC a partir do final de cada exercício fiscal até a data do pagamento efetivo desses dividendos. Esses pagamentos de juros são considerados como renda fixa e estão sujeitos à retenção de imposto na fonte a taxas variáveis dependendo do período de incidência dos juros. A taxa de juros varia de 15%, no caso de juros acumulados por um período maior que 720 dias, a 17,5%, no caso de juros acumulados por um período entre 361 e 720 dias, 20% no caso de juros acumulados por um período entre 181 e 360 dias e 22,5% no caso de juros acumulados para um período de até 180 dias. No entanto, o imposto de renda retido é reduzido a 15% no caso de um detentor não-brasileiro de ADSs ou de ações preferenciais ou ordinárias em conformidade com a Resolução nº 2.689 que não residem nem são domiciliados em um país ou outra jurisdição que não imponha imposto de renda ou que o imponha a uma taxa de juros menor do que 20% (uma Jurisdição com Imposto Baixo ou Inexistente) ou com base na condição das autoridades fiscais brasileiras, um país ou outra jurisdição onde a legislação local não permita acesso a informações relativas à composição de detenção de ações de pessoas jurídicas, sua titularidade ou identidade do beneficiário efetivo da renda atribuída aos acionistas (Regra de Não-Transparência). Consulte “—Eslarecimentos sobre Detentores Não-Brasileiros Residentes ou Domiciliados em Jurisdições com Baixa ou Nenhuma Tributação”.

Tributação sobre Juros sobre o Patrimônio Líquido

Qualquer pagamento de juros sobre o patrimônio líquido para detentores de ADSs ou ações ordinárias ou preferenciais, quer sejam ou não residentes brasileiros, está sujeito à retenção na fonte de imposto brasileiro à alíquota de 15%, no momento em que registramos tal passivo, seja ou não o pagamento efetivo realizado naquela ocasião. Consulte “Atos Constitutivos e Contrato Social da Petrobras— Pagamento de Dividendos e Participações sobre o Patrimônio Líquido”. No caso de residentes que não sejam brasileiros e que residam em uma Jurisdição com Tributação Baixa ou Nenhuma (incluindo, na opinião das autoridades brasileiras as jurisdições para as quais a Regra de Não-Transparência se aplica), a alíquota de imposto de renda retido na fonte aplicável é de 25%. Consulte “—Eslarecimentos sobre Detentores Não-Brasileiros Residentes ou Domiciliados em Jurisdições com Baixa ou Nenhuma Tributação”. O pagamento de juros pela taxa SELIC que é aplicável a pagamentos de dividendos se aplica igualmente a pagamentos de juros sobre o patrimônio líquido. A determinação de se faremos ou não distribuições na forma de juros sobre o patrimônio líquido ou na forma de dividendos é feita por nosso Conselho de Administração na ocasião em que as distribuições tiverem que ser feitas. Não podemos determinar como nosso Conselho de Administração fará essas determinações em relação a distribuições futuras.

Tributação de Ganhos

Para fins de tributação brasileira sobre ganhos de capital, há dois tipos de detentores não-brasileiros a serem considerados: (i) detentores não-brasileiros de ADS, ações preferenciais ou ações comuns que não sejam residentes ou domiciliados em uma Jurisdição com Tributação Baixa ou Não-Existente, e que, no caso de ações preferenciais ou ordinárias, estejam registrados perante o Banco Central do Brasil e a CVM de acordo com a Resolução nº 2.689 e (ii) quaisquer outros detentores não brasileiros, incluindo todos e quaisquer detentores não-brasileiros que invistam no Brasil em desacordo com a Resolução nº 2.689 (incluindo registro em conformidade com a Lei nº 4.131 de 1962) e aqueles que são residentes ou domiciliados em uma Jurisdição com Tributação Baixa ou Não-Existente. Consulte “—Eslarecimentos sobre Detentores Não-Brasileiros Residentes ou Domiciliados em Jurisdições com Tributação Baixa ou Não-Existente.”

De acordo com a Lei nº 10.833, datada de 29 de dezembro de 2003, os ganhos de capital realizados na alienação de ativos localizados no Brasil, por detentores não brasileiros, para outros não-residentes ou não, realizada fora ou dentro do Brasil, estão sujeitos a tributação no Brasil. Em relação à alienação de ações ordinárias ou preferenciais, uma vez que são ativos localizados no Brasil, o detentor não-brasileiro pode estar sujeito a imposto de renda sobre quaisquer ganhos apurados, de acordo com as regras descritas abaixo, independente de se as transações foram realizadas no Brasil ou com um residente brasileiro. Entendemos que a ADSs não recai na definição de ativos localizados no Brasil para as finalidades desta lei; entretanto, ainda não houve qualquer pronunciamento das autoridades fiscais ou decisões judiciais de tribunais a este respeito. Portanto, não podemos prever se tal entendimento irá prevalecer nos tribunais do Brasil.

Embora não existam motivos para sustentar o fato de outro modo, o depósito de ações preferenciais ou ordinárias em troca por ADSs pode estar sujeito a tributação brasileira sobre ganhos de capital caso o custo de aquisição das ações preferenciais ou ordinárias seja menor do que: (i) o preço médio por ação preferencial ou ordinária em uma bolsa de valores brasileira na qual o maior número de tais ações é vendido no dia do depósito; ou (ii) se nenhuma ação preferencial ou ordinária tiver sido vendida nesse dia, o preço médio na bolsa de valores brasileira em que o maior número de ações preferenciais ou ordinárias tiver sido vendido nas 15 sessões de negociação que tiverem imediatamente precedido esse depósito. Nesse caso, a diferença entre o valor previamente registrado e o preço médio das ações preferenciais ou ordinárias calculado como o acima, será considerado ganho de capital.

A diferença entre o custo de aquisição e o preço médio das ações preferenciais ou ordinárias calculado como descrito acima será considerado como ganho de capital realizado que está sujeito à tributação conforme descrito abaixo. Existem motivos para sustentar que tal tributação não é aplicável em relação a detentores não-brasileiros registrados de acordo com as regras na Resolução nº 2,689 e não-residente ou domiciliado em uma Jurisdição com Tributação Baixa ou Não-Existente.

A retirada de ADSs em troca de ações preferenciais ou ordinárias não deve ser considerada como causadora de ganho de capital sujeito a imposto de renda brasileiro, contanto que no recebimento das ações preferenciais ou ordinárias subjacentes, o detentor não brasileiro esteja em conformidade com o procedimento de registro junto ao Banco Central do Brasil conforme descrito abaixo em “Capital Registrado”.

Os ganhos de capital realizados por um detentor não-brasileiro de uma venda ou alienação de ações preferenciais ou ordinárias em uma bolsa de valores brasileira (que inclui transações realizadas no mercado de balcão organizado) são:

- isenção de imposto de renda quando o detentor não-brasileiro (i) registrou seu investimento em conformidade com a Resolução nº 2,689 e (ii) é um não-residente ou domiciliado em uma Jurisdição com Tributação Baixa ou Não-Existente; ou
- em todos os outros casos, incluindo ganho de capital realizado por um detentor não-brasileiro que não esteja registrado de acordo com a Resolução nº 2.689 e/ou seja residente ou domiciliado em uma Jurisdição com Tributação Baixa ou Não-Existente, sujeito a imposto de renda a uma alíquota de 15%. Nestes casos, uma retenção de imposto de renda a uma alíquota tarifa de 0,005% do valor de venda é lançado na transação que pode ser compensando contra o imposto de renda final devido sobre o ganho de capital.

Qualquer ganho de capital realizado sobre uma alienação de ações preferenciais ou ordinárias que seja realizado fora da bolsa de valores brasileira está sujeito ao imposto de renda a uma alíquota de 15% ou 25% em caso de ganhos realizados por um detentor não-brasileiro que seja domiciliado ou residente em uma Jurisdição com Tributação Baixa ou Não-Existente ou uma jurisdição para a qual a Regra de Não-Transparência se aplica. Neste último caso, para os ganhos de capital relativos a transações realizadas no mercado de balcão brasileiro não-organizado com intermediação, o imposto de renda retido de 0,005% também será aplicado e pode ser compensado contra o imposto de renda final devido sobre o ganho de capital.

Em caso de resgate de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs ou redução de capital feito por nós, a diferença positiva entre o valor recebido pelo detentor não-brasileiro e o custo de aquisição de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs resgatadas ou reduzidas é tratado como ganho de capital derivado da venda ou troca de ações não realizadas no mercado da bolsa de valores brasileira e está, portanto, sujeito a imposto de renda a uma alíquota de 15% ou 25%, conforme o caso. Consulte “-Eslarecimentos sobre Detentores Não-Brasileiros Residentes ou Domiciliados em Jurisdições com Baixa ou Nenhuma Tributação”.

Qualquer exercício de direitos preferenciais relacionados às ações preferenciais ou ordinárias não estarão sujeitos a tributação brasileira. Qualquer ganho com a venda ou cessão de direitos preferenciais relacionados às ações preferenciais ou ordinárias pelo depositário em nome dos detentores de ADSs estará sujeito a imposto de renda brasileiro de acordo com as mesmas normas aplicáveis à venda ou alienação de ações preferenciais ou ordinárias.

Não existe nenhuma garantia de que o tratamento preferencial atual para detentores não-brasileiros de ADSs e para alguns detentores não-brasileiros de ações preferenciais ou ordinárias de acordo com a Resolução nº 2.689 continuará no futuro.

Eslarecimentos sobre Detentores Não-Brasileiros Residentes ou Domiciliados em Jurisdições de Baixa Tributação ou Tributação Não-Existente

A Lei nº 9.779 de 1º de janeiro de 1999 estabelece que, exceto para circunstâncias prescritas limitadas, a renda derivada de operações realizadas por um beneficiário, residente ou domiciliado em uma Jurisdição com Tributação Baixa ou Não-Existente está sujeita à retenção de imposto de renda na fonte a uma alíquota de 25%. Considera-se como Jurisdição com Tributação Baixa ou Não-Existente os países ou outras jurisdições que não impõem nenhum imposto de renda ou que impõem esse imposto a uma alíquota máxima inferior a 20%. Sob determinadas circunstâncias, a Regra de Não-Transparência também é levada em consideração para determinar se um país ou outra jurisdição é uma Jurisdição com Tributação Baixa ou Não-Existente. Além disso, a Lei nº 11.727 de 23 de junho de 2008 introduziu o conceito de “regime tributário privilegiado”, que é definido como um regime tributário que (i) não tributa renda ou a tribute a uma alíquota máxima inferior a 20%; (ii) concede benefícios tributários a pessoas jurídicas ou pessoas físicas não-residentes (a) sem a exigência de realizar uma atividade econômica significativa no país ou outra jurisdição ou (b) contingente com o não-exercício de uma atividade econômica significativa no país ou outra jurisdição; ou (iii) não tributa ou tributa fontes estrangeiras de renda a uma alíquota máxima inferior a 20%; ou (iv) não oferece acesso a informações relativas à composição acionária, titularidade de ativos e direitos ou transações econômicas realizadas. Acreditamos que a melhor interpretação da Lei nº 11.727/08 é que o novo conceito de “regime tributário privilegiado” se aplicará somente para fins de transferência de regras de preço nas transações de exportação e importação e as regras de capitalização escassa e, não teria, portanto, de modo geral, impacto sobre a tributação de um detentor não-brasileiro de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs, conforme discutido neste documento. Entretanto, não somos capazes de garantir que o conceito de regime de tributação privilegiado também se aplicará ao contexto de regras pertinentes a Jurisdições com Tributação Baixa ou Não-Existente, embora as autoridades fiscais brasileiras pareçam concordar com nosso posicionamento, tendo em vista as disposições da Instrução Normativa nº 1.037 de 4 de junho de 2010, recentemente introduzida.

Tributação de Operações de Câmbio (IOF/Câmbio)

A lei brasileira exige o IOF/Câmbio na conversão de reais para a moeda estrangeira e na conversão de moeda estrangeira para reais. Atualmente, a alíquota de IOF/Câmbio para a maior parte das transações de câmbio com moeda estrangeira é de 0,38%. No entanto, as transações em relação aos investimentos realizados nos mercados financeiros e de capitais brasileiros incluem aquelas realizadas por um detentor não-brasileiro em conformidade com a Resolução nº 2.689, estão atualmente sujeitas ao IOF/Câmbio a uma alíquota de (a) 2% para a entrada de recursos (inclusive em relação a transações simultâneas de câmbio estrangeiro mediante o cancelamento dos recebimentos depositários em ou após 1º de janeiro de 2011 e destinados a investimentos em títulos de patrimônio comercializados em uma bolsa de valores) e (b) 0% para a saída de recursos do Brasil relacionados a estes tipos de investimentos, incluindo pagamentos de dividendos e participação no patrimônio

líquido e a repatriação de fundos investidos no mercado brasileiro. Em todo caso, a Sucursal Executiva Brasileira pode aumentar tais alíquotas a qualquer momento em até 25%, mas não com efeito retroativo.

Tributação sobre Operações de Títulos e Valores Mobiliários (IOF/Títulos)

A lei brasileira impõe IOF/Títulos sobre transações envolvendo ações de capital, títulos e outros valores, incluindo aqueles realizados em bolsa de valores brasileira. A alíquota do IOF/Títulos aplicável a transações envolvendo ações preferenciais ou ordinárias é zero atualmente. No entanto, o governo brasileiro pode aumentar tal alíquota a qualquer momento para até 1,5% do valor da transação por dia; porém, o imposto não pode ser aplicado retroativamente. O depósito de ações preferenciais ou ordinárias para emissão de ADSs está sujeito a IOF/Títulos a uma alíquota de 1.5%.

Outros Impostos Brasileiros

No Brasil não há impostos sobre herança, doação ou sucessão aplicáveis à titularidade, transferência ou alienação de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs por um detentor não-brasileiro, exceto para impostos sobre doação e herança cobrados por alguns estados do Brasil sobre doações ou heranças concedidas por pessoas físicas ou jurídicas não-brasileiras residentes ou domiciliadas nos referidos estados do Brasil. No Brasil não há impostos nem tributos sobre selo, emissão, registro ou impostos ou tributos similares a serem pagos pelos detentores de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs.

Capital Registrado

O valor de um investimento em ações preferenciais ou ordinárias mantidas por um detentor não-brasileiro que obtenha registro de acordo com a Resolução nº 2.689, ou pelo depositário representando esse detentor, está qualificado para registro junto ao Banco Central do Brasil; e esse registro (o valor assim registrado sendo chamado de capital registrado) permite a remessa para fora do Brasil de moeda estrangeira, convertida pela taxa de câmbio comercial, adquirida com o produto das distribuições e os valores realizados a respeito das alienações dessas ações preferenciais ou ordinárias. O capital registrado referente a cada ação preferencial ou ordinária comprada como parte da oferta internacional ou comprada no Brasil após a data deste documento, e depositada com o depositário será igual ao seu preço de compra (em dólares norte-americanos). O capital registrado referente a uma ação preferencial ou ordinária que for retirada mediante resgate de uma ADS será o valor em dólar norte-americano equivalente a:

- (a) preço médio de uma ação preferencial ou ordinária na bolsa de valores brasileira em que foi vendido o maior volume dessas ações no dia da retirada; ou
- (b) se nenhuma ação preferencial ou ordinária tiver sido vendida nesse dia, ao preço médio na bolsa de valores brasileira em que o maior número de ações preferenciais ou ordinárias tiver sido vendido nas 15 sessões de negociação que tiverem imediatamente precedido essa retirada.

O valor em dólar norte-americano do preço médio das ações preferenciais ou ordinárias é determinado com base na cotação média das taxas de câmbio comercial em dólar norte-americano/real pelo sistema de informação do Banco Central do Brasil nessa data (ou, se o preço médio das ações preferenciais ou ordinárias for determinado de acordo com a segunda opção acima, pela média dessas taxas de cotação média nos mesmos 15 dias utilizados para determinar o preço médio das ações preferenciais ou ordinárias).

Um detentor não-brasileiro de ações preferenciais ou ordinárias poderá sofrer atrasos na realização desse registro, que podem atrasar as remessas para o exterior. Esse atraso pode afetar de forma desfavorável o valor, em dólar norte-americanos, recebido pelo detentor não-brasileiro. Consulte o Item 3. “Informações Principais — Fatores de Risco — Riscos Relacionados aos Nossos Títulos da Dívida ou Títulos Patrimoniais.”

Considerações sobre Imposto de Renda Federal dos EUA

Este resumo descreve as principais consequências fiscais da propriedade e alienação de ações ordinárias e preferenciais ou ADSs, com base no Código da Receita Federal de 1986, e emendas posteriores (Código), seu histórico legislativo, regulamentos do Tesouro Americano existentes e propostos promulgados de acordo com aquele código, normas publicadas pela Receita Federal dos EUA (IRS) e decisões judiciais, todos em vigor na data deste, cujas autorizações estão todas sujeitas a interpretações diferentes e alterações, interpretações diferentes e alterações estas que poderiam se aplicar retroativamente. Este resumo não pretende ser uma descrição abrangente de todas as consequências fiscais que podem ser relevantes para uma decisão de manter ou alienar ações ordinárias ou preferenciais, ou ADSs. Este resumo se aplica apenas a compradores de ações ordinárias ou preferenciais ou de ADSs que mantenham as ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs como “bens de capital” (geralmente, propriedades mantidas para investimento) e não se aplica a classes especiais de detentores como, por exemplo, corretores de títulos ou moedas, detentores cuja moeda funcional não seja o dólar norte-americano, detentores de 10% ou mais de nossas ações (levando em conta ações mantidas diretamente ou através de acordos de depositários), organizações isentas de impostos, instituições financeiras, detentores responsáveis pelo imposto mínimo alternativo, negociadores de títulos que decidem contabilizar seus investimentos em ações ordinárias ou preferenciais ou em ADSs com base em um ajuste ao preço de mercado (*mark-to-market*), pessoas que tenham realizado uma transação de venda construtiva em relação a ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs, e pessoas que detenham ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs em uma operação de hedging ou como parte de uma operação de *straddle* ou conversão.

CADA DETENTOR DEVE CONSULTAR SEU PRÓPRIO CONSULTOR FISCAL A RESPEITO DAS CONSEQUÊNCIAS TRIBUTÁRIAS GERAIS QUANTO A ISSO, INCLUSIVE AS CONSEQUÊNCIAS DE ACORDO COM LEIS OUTRAS, EXCETO AS LEIS DE IMPOSTO DE RENDA FEDERAL, DE UM INVESTIMENTO EM AÇÕES ORDINÁRIAS OU PREFERENCIAIS OU ADSs.

As ações preferenciais serão tratadas como patrimônio para fins de imposto de renda federal norte-americano. Em geral, um detentor de ADS será tratado como o detentor das ações ordinárias ou preferenciais representadas por esses ADSs, fins de imposto de renda federal norte-americano, não sendo nenhum ganho ou prejuízo reconhecido se ADSs forem trocadas pelas ações ordinárias ou preferenciais por esse ADS.

Nesta discussão, as referências a ADSs referem-se a ADSs relacionadas tanto a ações ordinárias quanto preferenciais e as referências a “detentor norte-americano” correspondem a um detentor de ADS que:

- seja cidadão ou residente dos Estados Unidos;
- seja uma sociedade constituída de acordo com as leis dos Estados Unidos da América, algum estado desse país, ou o Distrito de Columbia; ou
- esteja de outra forma sujeito a tributação de renda federal norte-americana em uma base líquida em relação a ações ou ADS.

Tributação das Distribuições

Um detentor norte-americano reconhecerá a renda de dividendos ordinários para fins de imposto de renda federal norte-americano em um valor igual ao valor de qualquer espécie e valor de qualquer bem que distribuirmos como dividendo à medida que essa distribuição for paga a partir de nossos rendimentos e lucros correntes ou acumulados, conforme determinado para fins de imposto de renda federal norte-americano, quando essa distribuição for recebida pelo custodiante ou pelo detentor norte-americano no caso de um detentor de ações ordinárias ou preferenciais. O valor de qualquer distribuição incluirá o valor do imposto brasileiro retido na fonte sobre o valor distribuído, e o valor de uma distribuição paga em reais será mensurado com referência à taxa de câmbio para conversão de reais em dólares norte-americanos vigente na data em que a distribuição for recebida pelo custodiante ou por um detentor norte-americano no caso de um detentor de ações ordinárias ou preferenciais. Se o custodiante, ou detentor norte-americano no caso de um detentor de ações ordinárias ou

preferenciais, não converter esses reais em dólares norte-americanos na data em que os receber, é possível que o detentor norte-americano reconheça um prejuízo ou ganho, que seria um prejuízo ou ganho ordinário, quando os reais forem convertidos em dólares norte-americanos. Os dividendos que pagamos não serão qualificados para a dedução de dividendos recebidos concedida a sociedades de acordo com o Código.

Sujeito a certas exceções para posições de curto prazo com *hedge*, o valor em dólar norte-americano dos dividendos recebidos por um detentor norte-americano que não seja uma empresa antes de 1º de janeiro de 2013 em relação às ADSs estará sujeito a tributação a uma alíquota máxima de 15% se os dividendos forem “dividendos qualificados”. Os dividendos pagos em ADSs serão tratados como dividendos qualificados se (i) as ADSs forem prontamente comercializáveis em um mercado de títulos estabelecido nos Estados Unidos e (ii) a Companhia não tiver sido, no ano anterior ao ano no qual o dividendo foi pago, e não for, no ano no qual o dividendo é pago, uma empresa de investimento estrangeira passiva (PFIC). As ADSs são registradas na Bolsa de Valores de Nova York, e estarão qualificadas como prontamente negociáveis em um mercado de títulos estabelecido nos Estados Unidos, desde que estejam registradas dessa forma. Com base nas demonstrações financeiras auditadas da Companhia e os dados de mercado e de acionistas pertinentes, a Companhia acredita que não foi tratada como uma PFIC para fins de imposto de renda federal norte-americano em seu exercício tributável de 2010. Além disso, com base nas demonstrações financeiras auditadas da Companhia e suas expectativas atuais a respeito do valor e da natureza de seus ativos, as fontes e a natureza de sua renda, e os dados pertinentes de mercado e de acionistas, a Companhia não espera tornar-se uma PFIC para seu exercício tributável de 2011. Com base na orientação existente, não está claro se os dividendos recebidos com relação a ações serão tratados como dividendos qualificados, devido às próprias ações não estarem registradas em uma bolsa de valores norte-americana. Além disso, o Tesouro dos EUA anunciou sua intenção de promulgar regras de acordo com as quais os detentores de ADSs e os intermediários através dos quais esses títulos são mantidos terão permissão para confiar nas certificações de emissores para tratar os dividendos como qualificados para fins de elaboração de relatórios de impostos. Em virtude de esses procedimentos ainda não terem sido emitidos, não está claro se a Companhia será capaz de cumprir esses procedimentos. Os detentores de ADSs norte-americanos devem procurar seus consultores tributários em relação à disponibilidade das taxas de dividendos reduzidas, em relação às suas circunstâncias em particular.

As distribuições provenientes de rendimentos e lucros relativos a ações ou ADSs geralmente serão tratadas como renda de dividendos de fontes de fora dos Estados Unidos e, em geral, serão tratadas como “renda passiva” para fins de crédito de imposto estrangeiro norte-americano. Sujeita a certas limitações, a retenção de imposto de renda na fonte no Brasil em relação a qualquer distribuição a respeito das ações ou ADSs pode ser reivindicada como crédito contra a responsabilidade de imposto de renda federal norte-americano de um detentor norte-americano, ou a critério do detentor norte-americano, essa retenção de imposto de renda na fonte brasileira pode ser considerada como uma dedução contra a renda tributável. Os créditos de imposto estrangeiro norte-americano não podem ser permitidos para retenção de impostos cobrados no Brasil a respeito de certas posições de curto prazo ou com *hedge* em títulos ou a respeito de acordos em que o lucro econômico previsto de um detentor norte-americano não seja substancial. Os detentores norte-americanos devem consultar seus próprios consultores fiscais sobre a disponibilidade de obtenção de crédito fiscal estrangeiro norte-americano, incluindo a conversão dos reais em dólares americanos para este fim, em relação a suas circunstâncias em particular.

Os detentores de ADSs que forem sociedades estrangeiras ou pessoas físicas estrangeiras não residentes (detentores que não dos EUA) geralmente não estão sujeitos a imposto de renda federal norte-americano nem a retenção de imposto de renda na fonte sobre distribuições a respeito das ações ou ADSs que sejam tratadas como renda de dividendo para fins de imposto de renda federal norte-americano, salvo se os referidos dividendos estiverem efetivamente ligados à condução pelo detentor de um estabelecimento comercial ou empresa nos Estados Unidos.

Os detentores de ações e ADSs devem consultar seus próprios consultores fiscais a respeito da viabilidade da alíquota de imposto sobre dividendos ser reduzida em relação às considerações discutidas acima e suas próprias circunstâncias em particular.

Tributação de Ganhos de Capital

Quando da venda ou outro tipo de alienação de uma ação ou ADS, um detentor norte-americano reconhecerá, em geral, ganho ou prejuízo de capital de fonte norte-americana para fins de imposto de renda federal norte-americano, igual à diferença entre o valor realizado na contraprestação pela alienação e a base de imposto do detentor norte-americano na ação ou na ADS. Qualquer ganho ou prejuízo será um ganho ou perda de capital a longo prazo se as ações ou ADSs forem mantidas por mais de um ano. Os detentores norte-americanos que não são empresas poderão ter direito a uma taxa preferencial de imposto de renda americano federal sobre os ganhos de capital de longo prazo. As perdas de capital podem ser deduzidas da renda tributável, sujeitas a certas limitações. Para fins de imposto de renda federal americano, tal disposição não resulta em receita de fonte estrangeira para o detentor norte-americano. Consequentemente, o detentor norte-americano não poderá usar o crédito fiscal estrangeiro associado a qualquer imposto de renda brasileiro imposto sobre tais ganhos, a menos que o detentor possa usar o crédito contra o imposto americano devido sobre outra renda de fonte estrangeira. Os detentores norte-americanos devem consultar seus próprios consultores sobre a disponibilidade de obtenção de crédito, incluindo a conversão de reais para dólares americanos para fins de investimento em nossas ações ou ADSs.

Um detentor que não seja norte-americano não estará sujeito a imposto de renda federal norte-americano nem retenção de imposto de renda na fonte sobre o ganho realizado na venda ou em outra alienação de uma ação ou de um ADS, a menos que:

- tal ganho esteja efetivamente relacionado à condução, pelo detentor, de um estabelecimento comercial ou empresa nos Estados Unidos; ou
- esse detentor for uma pessoa física que esteja presente nos Estados Unidos da América durante 183 dias ou mais no exercício tributável da venda e que certas outras condições forem cumpridas.

Retenção para Reserva e Divulgação de Informações

O pagamento de dividendos e o produto da venda ou outra alienação de ADSs ou ações ordinárias ou preferenciais a um detentor norte-americano dentro dos Estados Unidos (ou por meio de intermediários financeiros norte-americanos) geralmente podem estar sujeitos a exigências de divulgação de informações a menos que o detentor norte-americano seja uma empresa ou outra fonte isenta. Tais dividendos e resultados podem também estar sujeitos a retenção para reserva, a não ser que o detentor norte-americano (i) seja um recipiente isento, (ii) forneça em tempo hábil um número de identificação de contribuinte e certifique a não-ocorrência de perda de isenção do imposto retido reserva. O imposto de renda reserva não é um imposto adicional. O valor de qualquer retenção para reserva recolhida de um pagamento a um detentor norte-americano será permitido como crédito contra a responsabilidade de imposto de renda federal norte-americano de um detentor norte-americano e pode conferir um direito de reembolso, desde que certas informações exigidas sejam fornecidas à Receita Federal.

Os detentores norte-americanos devem consultar seus consultores fiscais sobre outras exigências de reporte que possam ocorrer como resultado da compra, titularidade ou venda de nossas ADSs, ou ações ordinárias ou preferenciais.

Um detentor que não seja norte-americano geralmente estará isento dessas exigências de divulgar informações e de retenção de imposto para reserva, mas pode ser obrigado a cumprir certos procedimentos de certificação e de identificação para estabelecer sua qualificação para essa isenção.

Tributação relativa aos títulos da PfiCo

O resumo a seguir inclui uma descrição de considerações relevantes sobre imposto de renda federal das Ilhas Cayman, do Brasil e dos EUA, que podem ser relevantes para a compra, titularidade e alienação de títulos de dívida da PfiCo Este resumo não descreve nenhuma consequência tributária que possa surgir de acordo com a

legislação de qualquer estado, município ou jurisdição tributária, exceto a legislação das Ilhas Cayman, do Brasil e dos Estados Unidos.

Este resumo tem como base a legislação tributária das Ilhas Cayman, do Brasil e dos Estados Unidos vigente na data deste relatório anual e que está sujeita a mudanças (possivelmente com efeito retroativo). Esta descrição não é uma descrição abrangente das considerações tributárias que possam ser pertinentes para qualquer investidor específico, inclusive as considerações tributárias originadas das normas de aplicação geral a todos os contribuintes ou a certas classes de investidores, ou normas que geralmente presume-se que os investidores conheçam. Os compradores em potencial de títulos devem consultar seus próprios consultores fiscais quanto às consequências tributárias da aquisição, titularidade e alienação de títulos.

Não existe nenhum tratado para evitar bitributação entre as Ilhas Cayman e os Estados Unidos, entre as Ilhas Cayman e o Brasil ou entre o Brasil e os Estados Unidos. Nos últimos anos, as autoridades fiscais do Brasil e dos Estados Unidos mantiveram discussões que poderão resultar no referido tratado. Porém, não podemos prever se ou quando um tratado entrará em vigor ou de que forma ele afetará os titulares norte-americanos de ações ordinárias ou preferenciais ou de ADSs. Detentores de títulos.

Tributação nas Ilhas Cayman

De acordo com a lei vigente, a PifCo não está sujeita a imposto sobre renda, capital, transferência, venda ou outros impostos nas Ilhas Cayman.

A PfiCo foi constituída como sociedade isenta de acordo com as leis das Ilhas Cayman em 24 de setembro de 1997. A PifCo recebeu um Compromisso quanto a Concessões Tributárias de acordo com o Artigo 6 da Lei de Concessões Tributárias (Revisão de 1999) que dispõe que, por um período de vinte anos a partir da data deste documento, nenhuma lei doravante decretada nas Ilhas Cayman impondo a cobrança de qualquer imposto ou tributo sobre a renda, bens de capital, ganhos ou valorização se aplicará a qualquer renda ou propriedade da PifCo, e que supostamente dispõe que não deve ser cobrado nenhum imposto sobre lucros, renda, ganhos ou valorizações ou o que seja de natureza de imposto sobre espólio ou herança deverá ser pago ou com relação a ações, debêntures ou outras obrigações da PifCo, ou por meio de retenção na fonte de qualquer parte de um pagamento do principal devido de acordo com uma debênture ou outras obrigações da PifCo.

Nenhuma retenção de imposto na fonte se aplica nas Ilhas Cayman a distribuições pela PifCo em relação a títulos. Os detentores de títulos não estão sujeitos a nenhum imposto de renda, sobre capital, transferência, vendas ou outros impostos nas Ilhas Cayman com relação à compra, titularidade ou alienação dos títulos.

Os detentores cujos títulos sejam trazidos para as Ilhas Cayman, ou emitidos nas Ilhas Cayman, serão responsáveis pelo pagamento de imposto de selo de até Cl\$ 250 sobre cada título, a menos que o imposto de selo de Cl\$500 tenha sido pago referente à toda a emissão de títulos (caso em que nenhum outro imposto de selo deve ser pago com relação a tais títulos).

Tributação Brasileira

A discussão a seguir é um resumo das considerações tributárias brasileiras com relação a um investimento nos títulos por uma pessoa não-residente no Brasil. A discussão tem como base a legislação tributária do Brasil em vigor na data deste documento e está sujeita a qualquer alteração na lei brasileira que possa vir a vigorar após essa data. As informações descritas abaixo se destinam a ser apenas uma discussão geral, e não abordam todas as consequências possíveis relacionadas a um investimento nos títulos.

OS INVESTIDORES DEVEM CONSULTAR SEUS PRÓPRIOS CONSULTORES QUANTO ÀS CONSEQUÊNCIAS DE COMPRAR OS TÍTULOS, INCLUSIVE, SEM LIMITAÇÃO, QUANTO ÀS CONSEQUÊNCIAS DE RECEBER JUROS E DE VENDER, RESGATAR OU AMORTIZAR OS TÍTULOS OU CUPONS.

Geralmente, uma pessoa física, pessoa jurídica, *trust* ou organização domiciliadas, para fins de imposto, fora do Brasil ou um “não-residente” é tributado no Brasil somente quando a renda é derivada de fontes

brasileiras ou quando a transação resulta em tais ganhos que envolvam ativos no Brasil. Portanto, eventuais ganhos ou participações (inclusive desconto na emissão original), taxas, comissões, despesas e quaisquer outras receitas pagos pela PifCo em relação aos títulos emitidos por ela em favor de detentores não-residentes não estão sujeitos a impostos brasileiros.

Os juros, taxas, comissões, despesas e qualquer outro rendimento a serem pagos por um residente brasileiro a um não residente geralmente estão sujeitos a retenção de imposto de renda na fonte. A alíquota de retenção de imposto de renda é geralmente de 15%, a menos que (i) o detentor dos títulos seja residente ou domiciliado em uma jurisdição de paraíso fiscal (que seja considerado como um país ou jurisdição que não imponha qualquer imposto sobre renda ou que imponha tal imposto a uma alíquota efetiva máxima menor do que 20% ou onde a legislação local imponha restrições sobre a divulgação das identidades dos acionistas, a titularidade dos investimentos ou o beneficiário final dos ganhos distribuídos a não-residente – “jurisdição de paraíso fiscal”); neste caso, a alíquota aplicável é de 25% ou (ii) alguma outra alíquota mais baixa conforme prevista por um tratado tributário aplicável entre o Brasil e outro país onde o beneficiário esteja domiciliado. Caso o avalista necessite assumir a obrigação de pagar o valor principal dos títulos, as autoridades fiscais brasileiras poderiam tentar impor a retenção do imposto de renda a uma alíquota de até 25% conforme descrito acima. Embora a legislação brasileira não disponha sobre uma regra fiscal específica para tais casos, não existe um posicionamento oficial das autoridades fiscais ou precedentes de tribunais brasileiros em relação a essa questão, acreditamos que a remessa de recursos da Petrobras como avalista para o pagamento do valor principal dos títulos não estará sujeita a imposto de renda no Brasil, porque o simples fato de que o avalista está realizando o pagamento, não converte a natureza do valor principal devido pelos títulos em renda do beneficiário.

Caso os pagamentos correspondentes aos títulos forem efetuados pela Petrobras, conforme estabelecido nas garantias, os detentores não-residentes serão indenizados de forma que, após o pagamento de todos os impostos brasileiros aplicáveis recolhidos por retenção, dedução ou de outra forma, com relação ao principal, juros e valores adicionais a serem pagos com relação aos títulos (mais quaisquer juros e multas correspondentes), um detentor não-residente receberá um valor igual ao que tais detentores não-residentes teriam recebido caso esses impostos brasileiros (acrescidos de juros e multas) tivessem sido retidos. O devedor brasileiro, sujeito a certas exceções, pagará valores adicionais a respeito dessa retenção ou dedução para que o detentor não-brasileiro receba o valor líquido devido.

Ganhos sobre a venda ou outra alienação de títulos realizados fora do Brasil por um não-residentes, que não uma filial ou subsidiária de residente brasileiro, a outro não-residente não estão sujeitos ao imposto de renda brasileiro.

Além disso, os pagamentos realizados pelo Brasil estão sujeitos ao imposto sobre transações de câmbio estrangeiro (IOF/Câmbio), que são tributados na conversão de moeda brasileira para moeda estrangeira e na conversão de moeda estrangeira para moeda brasileira a uma taxa geral de 0,38%. Outras taxas IOF/Câmbio podem ser utilizadas para transações específicas. Em todo caso, o governo federal brasileiro pode aumentar, a qualquer momento, tal taxa em até 25%, mas apenas em relação a transações futuras.

Geralmente, não há imposto sobre herança, doação, sucessão, selo nem outros impostos semelhantes no Brasil em relação à titularidade, transferência, cessão ou a qualquer outra alienação dos títulos por um não residente, com exceção de imposto de herança ou doação cobrados em alguns estados brasileiros em relação a doações ou legados por pessoas físicas ou jurídicas que não estejam domiciliadas nem residam no Brasil para pessoas físicas ou jurídicas que não estejam domiciliadas nem residam nesses estados.

Tributação Federal da Renda nos EUA

O resumo a seguir descreve certas considerações sobre imposto de renda federal nos Estados Unidos que possam ser relevantes para um detentor de um título que seja, para fins imposto de renda federal nos EUA, cidadão ou residente dos Estados Unidos ou uma sociedade do país ou que, de outra forma, esteja sujeito a imposto de renda federal nos Estados Unidos em uma base de lucro líquido com relação aos títulos (um “detentor norte-americano”). Este resumo tem como base o Código, sua história legislativa, regulamentos existentes e propostos do Tesouro dos EUA promulgados de acordo com o Código, regulamentos publicados pelo Serviço da

Receita Federal dos EUA, ou IRS, e determinações judiciais, todos vigentes na data deste documento, estando todas as respectivas autoridades sujeitas à mudança ou interpretações divergentes, que podem ser aplicadas retroativamente. Este resumo não pretende discutir todos os aspectos da tributação de renda federal dos Estados Unidos que possam ser pertinentes para classes especiais de investidores tais como instituições financeiras, seguradoras, distribuidoras ou corretoras de títulos ou moedas, vendedores de títulos que optam por contabilizar seus investimentos em títulos com base em um ajuste ao preço de mercado ("*mark-to-market*"), sociedades de investimento regulamentadas, organizações isentas de imposto, detentores que estão sujeitos a imposto mínimo alternativo, certos detentores de títulos de curto prazo, pessoas que protejam com *hedging* sua exposição em títulos ou que detenham títulos como parte de uma posição de "*straddle*" ou como parte de uma operação de *hedging* ou "operação de conversão" para fins de imposto de renda federal dos EUA, pessoas que participam de uma operação de "venda construtiva" com relação aos títulos ou Detentor norte-americano cuja moeda funcional não seja o dólar norte-americano. Os detentores norte-americanos devem estar cientes de que as consequências do imposto de renda federal dos EUA de deter os títulos podem ser substancialmente diferentes para os investidores descritos na frase anterior.

Além disso, este resumo não aborda nenhuma consideração tributária estrangeira, estadual ou municipal. Este resumo se aplica apenas a compradores originais de títulos que comparam títulos pelo preço original de emissão e que mantenham os títulos como "bens de capital" (geralmente, propriedade mantida para investimento).

CADA DETENTOR DEVE CONSULTAR SEU PRÓPRIO CONSULTOR FISCAL A RESPEITO DAS CONSEQUÊNCIAS TRIBUTÁRIAS GERAIS EM CIRCUNSTÂNCIAS ESPECIAIS, INCLUSIVE AS CONSEQUÊNCIAS DE ACORDO COM LEIS QUE NÃO AS LEIS DE IMPOSTO DE RENDA FEDERAL NORTE-AMERICANAS, DE UM INVESTIMENTO EM TÍTULOS.

Pagamentos de Juros

Os pagamentos de "juros declarados qualificados", conforme a definição abaixo, sobre um título (inclusive, os valores adicionais, se houver) serão, em geral, tributados a um detentor norte-americano como receita de juros ordinária quando esses juros forem acumulados ou recebidos de acordo com o método de contabilidade tributária aplicáveis ao detentor norte-americano para fins de imposto federal americano. Em geral, se o "preço de emissão" de um título for menor do que o "preço declarado de resgate no vencimento" por mais de um valor de minimis, esse título será considerado como tendo um "desconto de emissão original" ou OID. O "preço de emissão" de um título é o primeiro preço pelo qual um volume significativo desses títulos é vendido para investidores. O preço de resgate declarado no vencimento de um título geralmente inclui todos os pagamentos que não sejam pagamentos de juros declarados qualificados.

Em geral, cada detentor de título norte-americano, mesmo que utilize o regime de caixa ou de competência na contabilidade tributária, terá que incluir em renda bruta, como renda de juros ordinária, a soma das "parcelas diárias" de OID sobre o título, se houver, referente a todos os dias durante o exercício tributável em que o detentor norte-americano possuir o título. As parcelas diárias de OID sobre um título são determinadas alocando-se a cada dia de qualquer período de provisão uma parcela rateável do OID a ser alocada para aquele período de provisão. Em geral, no caso de um detentor inicial, o valor do OID sobre um título a ser alocado a cada período de provisão é determinado (i) multiplicando-se o "preço de emissão ajustado", conforme a definição abaixo, do título no início do período de provisão pelo rendimento do título até o vencimento, e (ii) subtraindo-se desse produto o valor dos juros declarados qualificados a ser alocado para esse período de provisão. Os detentores norte-americanos devem estar cientes de que, geralmente, devem incluir o OID na renda bruta como renda de juros ordinária para fins de imposto de renda federal dos EUA, à medida que acumule, antes de receber o dinheiro atribuído a essa renda. O "preço de emissão ajustado" de um título no início de qualquer período de provisão geralmente é a soma de seu preço de emissão (geralmente incluindo juros acumulados, se houver) e o valor de OID a ser alocado a todos os períodos de provisão anteriores, reduzida pelo valor de todos os pagamentos que não sejam pagamentos de juros declarados qualificados (se houver) e realizados com relação a esse título em todos os períodos de provisão anteriores. O termo "juros declarados qualificados" geralmente significa os juros declarados que devem ser pagos incondicionalmente em dinheiro ou bens (com exceção de instrumentos de dívida do

emissor) pelo menos anualmente durante todo o prazo de um título a uma taxa fixa simples de juros ou, sujeitos a certas condições, com base em um ou mais índices de juros.

A renda de juros, incluindo o OID, a respeito dos títulos, constituirá a renda de fonte estrangeira para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos e, com certas exceções, será tratada separadamente, junto com outros itens de “renda de categoria passiva” para fins de cálculo do crédito de imposto estrangeiro permitido pela legislação de imposto de renda federal dos Estados Unidos. O cálculo dos créditos de imposto estrangeiro envolve a aplicação complexa de regras que dependem das circunstâncias específicas de um detentor norte-americano. Os detentores norte-americanos devem consultar seus próprios conselheiros fiscais a respeito da disponibilidade de créditos de imposto estrangeiro e do tratamento de valores adicionais.

Venda ou Alienação de Títulos

Um detentor norte-americano geralmente reconhecerá ganho ou prejuízo de capital com a venda, troca, baixa contábil ou outro tipo de alienação de um título em um valor igual à diferença entre o valor realizado com essa venda, troca, baixa contábil ou outro tipo de alienação (que não sejam valores atribuídos a juros declarados qualificados acumulados que serão tributados dessa forma) e a base de imposto ajustada desse detentor norte-americano no título. A base de imposto ajustado de um detentor norte-americano no título geralmente é igual ao custo do título para esse detentor norte-americano aumentado por quaisquer valores incluídos na renda bruta por esse detentor norte-americano como OID e reduzido por quaisquer pagamentos que não os pagamentos de juros declarados qualificados sobre esse título. O ganho ou prejuízo realizado por um detentor norte-americano na venda, troca, baixa contábil ou outro tipo de alienação de um título geralmente será considerado ganho ou prejuízo de fonte norte-americana para fins de imposto de renda federal nos Estados Unidos, salvo se for atribuído a um escritório ou outro endereço comercial fixo fora dos Estados Unidos e que certas outras condições sejam cumpridas. O ganho ou prejuízo realizado por um detentor norte-americano será considerado ganho ou perda de capital, e ganho ou perda de capital de longo prazo se os títulos tiverem sido mantidos por mais de um ano. O valor líquido do ganho de capital a longo prazo reconhecido por um detentor pessoa física antes de 1º de janeiro de 2013, em geral, está sujeito a tributação a uma alíquota máxima de 15%. As perdas de capital podem ser deduzidas da renda tributável, sujeito a certas limitações.

Retenção para Reserva e Divulgação de Informações

Um detentor norte-americano pode, em certas circunstâncias, estar sujeito a “retenção na fonte para reserva” com relação a certos pagamentos feitos a esse detentor, a menos que o detentor (i) seja um recipiente isento e demonstre tal fato quando assim for exigido, ou (ii) forneça o número de identificação de contribuinte correto, certifique que não está sujeito a retenção na fonte para reserva e, de outra forma, cumpra as exigências aplicáveis das normas de retenção na fonte para reserva. Qualquer valor retido de acordo com essas regras, em geral, será creditado à responsabilidade de imposto de renda federal nos EUA do detentor norte-americano. Embora detentores não norte-americanos geralmente estejam isentos de retenção na fonte para reserva, um detentor não norte-americano pode, em certas circunstâncias, ser obrigado a cumprir certos procedimentos de informação e identificação para provar que tem direito a essa isenção.

Os detentores norte-americanos devem consultar seus consultores fiscais sobre outras exigências de reporte que possam ocorrer como resultado da compra, titularidade ou alienação dos títulos.

Detentor que Não Seja Cidadão dos EUA.

Um detentor ou usufrutuário de um título que não seja um detentor norte-americano (um “detentor não norte-americano”) em geral não estará sujeito ao imposto de renda federal nem a retenção na fonte nos EUA sobre os juros recebidos sobre os títulos. Além disso, um detentor não norte-americano não estará sujeito ao imposto de renda federal nem a retenção na fonte nos EUA sobre o ganho realizado sobre a venda de títulos salvo se, no caso do ganho realizado por uma pessoa física detentora não norte-americana, o detentor não norte-americano estiver presente nos Estados Unidos durante 183 dias ou mais no exercício tributável da venda e se certas outras condições forem cumpridas.

Documentos em Exibição

Estamos sujeitos às exigências de informação da Lei de Mercado de Capitais de 1934, e emendas posteriores, e, portanto, protocolamos relatórios e outras informações junto à SEC. Os relatórios e outras informações registradas por nós junto à SEC podem ser inspecionados e copiados na seção de referência pública da SEC em 100 F Street, N.E., Washington, D.C. 20549. Você pode obter outras informações sobre a operação da Seção de Referência Pública ligando para a SEC pelo telefone 1-800-SEC-0330. Também é possível inspecionar os relatórios da Petrobras e outras informações nos escritórios da Bolsa de Valores de Nova York em 11 Wall Street, New York, New York 10005, na qual as ADSs da Petrobras estão listadas. Nossos registros da SEC também estão disponíveis ao público no site da SEC em <http://www.sec.gov>. Para obter outras informações sobre como obter cópias dos arquivos públicos da Petrobras na Bolsa de Valores de Nova York, ligue para (212) 656-5060.

Também mantemos demonstrações financeiras e outros relatórios periódicos junto à CVM.

Item 11. Divulgações Qualitativas e Quantitativas sobre o Risco de Mercado

Petrobras

Gestão de Risco

Estamos expostos a vários riscos de crédito e mercado decorrentes de nossas atividades comerciais normais. O risco de mercado é a possibilidade de que alterações nas taxas de juros, taxas de câmbio ou preços de commodities afetarão de forma desfavorável o valor de nossos ativos e passivos financeiros ou fluxos de caixa futuros. O risco de crédito é o não-cumprimento por uma contraparte em executar uma obrigação de pagamento sob um contrato comercial ou um contrato derivativo.

Usamos os instrumentos derivativos para abordar os riscos de mercado relacionados aos preços de commodities e taxas de câmbio. Esses instrumentos derivativos são usados para compensar exposições de mercado. Os nossos diretores executivos gerenciam o risco de mercado. Abordaremos o risco de crédito seguindo as regras rígidas, supervisionado por um Comitê de Crédito, para avaliar as contrapartes e definir as garantias adequadas.

Em março de 2010, como resultado de nossa adoção de um novo modelo de governança corporativa, o conselho executivo conferiu o mandato de Comitê de Gerenciamento de Risco ao recentemente criado Comitê Financeiro. O Comitê Financeiro, constituído de gerentes executivos de nossas diferentes áreas de negócios, avalia nossas exposições a riscos e estabelece diretrizes que usamos para medir, monitorar e gerenciar o risco relacionado a nossas atividades e operações.

Risco de Preço de Commodities

Nossas vendas de petróleo e derivados baseiam-se nos preços internacionais, expondo-nos a flutuações de preços nos mercados internacionais.

Celebramos operações com derivativos, principalmente contratos de futuros de energia, a termo, de opções e de swaps para minimizar o impacto de tais flutuações. Os nossos contratos de derivativos prevêm *hedges* econômicos para compras e vendas antecipadas de petróleo e subprodutos nos mercados internacionais, geralmente previstas para ocorrerem em um período de 30 a 360 dias. A nossa exposição nesses contratos é limitada à diferença entre o valor do contrato e o valor de mercado nos volumes cobertos protegidos por *hedge*. Vide a Nota 19 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter outras informações sobre nossas transações derivativas de commodities.

A tabela a seguir apresenta uma análise de sensibilidade demonstrando a alteração líquida no valor justo de uma alteração desfavorável de 10% no preço da commodity subjacente em 31 de dezembro de 2010, que é um aumento de 10% no preço da commodity subjacente para opções, futuros e swaps.

Em circulação em dezembro de 2010	Petrobras		PifCo		Eliminações		Total		+10% Sensibilidade (Em milhões de dólares americanos)
	Quant. (mbbl)	Valor justo(1) (Em milhões de dólares americanos)	Quant. (mbbl)	Valor justo(1) (Em milhões de dólares americanos)	Quant. (mbbl)	Valor justo(1) (Em milhões de dólares americanos)	Quant. (mbbl)	Valor justo(1) (Em milhões de dólares americanos)	
Opções:									
Contratos de Compra	2,140		130				2.270		
Contratos de venda	(2.140)		(260)				(2.400)		
		0		0				0	0
Futuros:									
Contratos de Compra	1.464		12.843				14.307		
Contratos de venda	(1.380)		(15.766)				(17.146)		
				(27)				(27)	(25)
Swaps:									
A receber variável/ pagamento fixo	0		979				979		
A receber fixo/ pagamento variável	0		(913)		288		(625)		
		0		0		(1)		(1)	(2)

(1) O valor justo representa uma estimativa de lucro ou perda que seria realizado se os contratos fossem quitados na data do balanço patrimonial.

Riscos de Taxas de Juros e Taxas de Câmbio

O risco a taxas de juros ao qual estamos expostos é função de nossa dívida de longo prazo, e em menor proporção, de nossa dívida de curto prazo. Nossa dívida de longo prazo consiste principalmente de títulos e empréstimos incorridos principalmente em relação às despesas de capital e investimentos em projetos de exploração e desenvolvimento e empréstimos a coligadas. Nossa dívida de curto prazo consiste principalmente de financiamentos para importações e exportações denominados em dólares americanos, e empréstimos para capital de giro contraídos com bancos comerciais. Em geral, nossa dívida em moeda estrangeira com taxa flutuante está sujeita principalmente a flutuações da LIBOR. Nossa dívida com taxa flutuante expressa em reais está sujeita, sobretudo, a flutuações das taxas de juros no Certificado de Depósito Interbancário (CDI) e na Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), conforme definido pelo CMN.

Atualmente não usamos instrumentos derivativos para administrar nossa exposição à flutuação da taxa de juros. Estamos considerando diversas formas de derivativos para reduzir nossa exposição a flutuações da taxa de juros e podemos usar estes instrumentos financeiros no futuro.

O risco relativo às taxas de câmbio ao qual estamos expostos está limitado ao balanço patrimonial e resulta, principalmente, da incidência de obrigações que não estejam expressas em reais na composição de nossa carteira de dívida. Consulte o Item 5. "Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras — Inflação e Variação Cambial."

A tabela abaixo fornece informações resumidas sobre a nossa exposição ao risco de taxas de juros e de câmbio na composição de nossa carteira de dívida em 2010 e 2009. A carteira total de nosso débito inclui débitos de longo prazo, leasings financeiros, financiamentos de projetos e as respectivas partes correntes destes e débito de curto prazo.

	Total Carteira de dívidas	
	2010	2009
	(%)	
Em real denominado:		
Taxa fixa.....	0,3	0,0
Taxa flutuante.....	25,0	21,9
Sub-total.....	25,3	21,9
Em dólares norte-americanos denominados:(1)		
Taxa fixa.....	39,0	48,5
Taxa flutuante (inclui dívida de curto prazo).....	33,5	27,4
Sub-total.....	72,5	75,9
Outras moedas (principalmente o lene):		
Taxa fixa.....	0,4	0,5
Taxa flutuante.....	1,8	1,7
Sub-total.....	2,2	2,2
Total.....	100,0	100,0
Débito da taxa flutuante:		
Em real denominado.....	25,0	21,9
Em moeda estrangeira denominada.....	35,3	29,1
Débito da taxa fixa:		
Em real denominado.....	0,3	0,0
Em moeda estrangeira denominada.....	39,4	49,0
Total.....	100,0	100,0
Dólares norte-americanos (1).....	72,50	75,87
Euro.....	0,06	0,09
lene japonês.....	2,17	2,15
Reais brasileiros.....	25,27	21,89
Total.....	100,0	100,0

(1) Inclui os Títulos em Lenas Japoneses de 2,15% da PifCo com vencimento em 2016, onde o pagamento do principal e de juros foi fixado em dólares americanos de acordo com o *cross currency swap* descrito abaixo.

A tabela abaixo apresenta informações sobre nosso total de obrigações de dívida em 31 de dezembro de 2010, sensíveis às alterações de taxas de juros e taxa de câmbio. Esta tabela apresenta, por datas de vencimento prevista e moeda, os principais fluxos de caixa e as taxas de juros médias destas obrigações. As taxas de juros variáveis baseiam-se na taxa de referência aplicável, LIBOR, TJLP, IGP-M ou CDI em 31 de dezembro de 2010.

	2011	2012	2013	2014	2015	2016- 2040	Total	Valor justo em 31 de dezembro de 2010
(Em milhões de dólares americanos, exceto para porcentagens)								
Dívida em Euro:								
Débito da taxa fixa	–	–	–	–	–	–	–	–
Taxa de juros média	–	–	–	–	–	–	–	–
Débito de taxa variável	9	9	9	10	10	–	47	46
Taxa de juros média	1,3%	1,9%	2,3%	2,9%	3,3%	–	–	–
Dívida em lene japonês:								
Débito da taxa fixa	220	36	37	–	–	–	293	297
Taxa de juros média	3,6%	1,7%	1,7%	–	–	–	–	–
Débito de taxa variável	12	133	145	281	158	461	1,190	1,174
Taxa de juros média	4,1%	1,0%	1,0%	1,2%	1,1%	1,7%	–	–
Dívida em dólar americano:(1)								
Débito da taxa fixa	728	223	785	584	147	24,350	26,816	31,960
Taxa de juros média	5,0%	7,8%	8,9%	8,1%	8,7%	6,9%	–	–
Débito de taxa variável	6,326	2,040	625	927	4,268	8,870	23,056	24,058
Taxa de juros média	1,9%	2,8%	2,9%	3,3%	4,5%	6,3%	–	–
Dívida em Reais:								
Débito da taxa fixa	–	16	27	27	26	116	212	156
Taxa de juros média	–	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	–	–
Débito de taxa variável	901	1,709	888	1,702	716	11,254	17,169	16,919
Taxa de juros média	8,8%	9,8%	8,7%	9,7%	7,2%	9,8%	–	–
Total debt obligations ...	8.196	4.167	2.516	3.530	5.324	45.051	68.783	74.610

(1) Inclui os Títulos em Lenas Japoneses de 2,15% da PifCo com vencimento em 2016, onde o pagamento do principal e de juros foi fixado em dólares americanos de acordo com o *cross currency swap* descrito abaixo.

Nossa estratégia de gestão de risco de moeda estrangeira inclui o uso de instrumentos derivativos para proteção contra a volatilidade de taxas de câmbio, que podem causar impacto no valor de algumas de nossas obrigações.

PifCo

A PifCo enfrenta os riscos de mercado no curso normal dos negócios, incluindo riscos de taxa de juros, riscos relacionados a alterações nos preços do petróleo e seus derivados, e riscos relacionados à taxa de câmbio. A PifCo faz uso limitado de derivativos para administrar sua exposição a estes riscos de mercado. A PifCo não detém instrumentos derivativos para fins comerciais.

Risco dos Preços de Commodities

A PifCo faz transações com derivativos a fim de mitigar o impacto das flutuações no preço do petróleo e derivados. A PifCo usa contratos futuros, swaps e opções para proteger suas margens, antes das transações de compra e venda em mercados internacionais, como mostra a análise de sensibilidade acima.

Riscos de Taxas de Juros e Taxas de Câmbio

A PifCo não está sujeita a riscos pelas taxas de câmbio porque 100% de sua dívida é expressa em dólares americanos. A PifCo não participa de contratos derivativos nem outros acordos para se proteger com *hedge* contra o risco de taxa de juros.

A tabela abaixo apresenta os valores e taxas de juros médias anuais ponderadas relacionadas por data de vencimento esperado para obrigações de dívida de longo prazo da PifCo em 31 de dezembro de 2010:

Obrigações de Dívida	2012	2013	2014	2015	2016	2017-2041	Total	Valor justo em 31 de dezembro de 2010
(Em milhões de dólares americanos, exceto para porcentagens)								
Dívida em dólares americanos(1):								
Débito da taxa fixa	70	432	442	22	1,331	9,077	11,374	13,099
Taxa de juros média	5,5%	8,7%	7,6%	6,4%	4,8%	6,8%	–	–
Débito de taxa variável	692	104	112	50	30	70	1,058	1,084
Taxa de juros média	3,4%	2,6%	3,2%	4,3%	3,6	5,8%	–	–
Total de obrigações de dívida	762	536	554	72	1.361	9.147	12.432	14.183

(1) Inclui os Títulos em Ienes Japoneses de 2,15% da PifCo com vencimento em 2016, onde o pagamento do principal e de juros foi fixado em dólares americanos de acordo com o cross currency swap descrito abaixo.

Total Carteira de dívidas	31 de Dezembro de 2010	31 de Dezembro de 2009(1)
Dívida em dólares americanos:		
Débito da taxa fixa	78,8%	76,5%
Débito da taxa flutuante.....	21,2%	23,5%
Dívida em Iene japonês:		
Débito da taxa fixa	0%	0%
Débito da taxa flutuante.....	0%	0%
Total carteira de dívidas	100,0%	100,0%

(1) Inclui os Títulos em Ienes Japoneses de 2,15% da PifCo com vencimento em 2016, onde o pagamento do principal e de juros foi fixado em dólares americanos de acordo com o cross currency swap descrito abaixo.

Os financiamentos a longo prazo em dólares americanos da PifCo são originados principalmente de títulos e bancos comerciais. Linhas de créditos de negócios, que são utilizados principalmente para a compra de petróleo e derivados no mercado internacional para venda à Petrobras e para a compra das exportações de petróleo e derivados da Petrobras, cujas taxas de juros variavam entre 1,55% e 3,03% em 31 de dezembro de 2010.

A tabela abaixo estabelece o valor do *swap* da moeda cruzada da PifCo, em que ela realiza *swap* dos pagamentos do principal e dos juros sobre recursos expressos em lene para valores em dólar americano. A mudança no valor justo indica que o instrumento de *hedge* é altamente eficaz.

Swaps de Moeda Cruzada com vencimento em 2016	Taxa de juros (%)	Valor ideal (Milhões de Ienes Japoneses)	Valor Justo	
			31 de Dezembro de 2010 (Milhões de dólares americanos)	31 de Dezembro de 2009
Fixo para fixo		35.000	115	65
Taxa de pagamento média (US\$)	5,69			
Taxa de recebimento média (leneJaponês)	2,15			
Total swaps de moeda cruzada		35.000	115	65

Item 12. Descrição de outros Títulos, exceto Títulos Patrimoniais

American Depositary Shares

Taxas devidas por Detentores de nossas ADSs

O JPMorgan Chase Bank atua como depositário para nossas ADSs ordinárias e preferenciais. Os detentores de ADRs devem pagar várias taxas ao depositário e o depositário poderá recusar o fornecimento de qualquer serviço para o qual uma taxa é devida até que a referida taxa seja paga.

Os detentores de ADRs devem pagar ao depositário: (i) uma taxa anual de US\$0,02 por ADS para a administração do programa de ADRs e (ii) os valores relativos às despesas incorridas pelo depositário ou seus agentes em nome dos detentores de ADRs, incluindo as despesas advindas do cumprimento à lei pertinente, impostos ou outras tarifas governamentais, transmissão de faxes ou conversão de moeda estrangeira para dólares norte-americanos. Em ambos os casos, o depositário pode decidir, a seu exclusivo critério, obter o pagamento faturando os detentores ou deduzindo a taxa de um ou mais dividendos ou outras distribuições de valores.

Os detentores de ADRs também devem pagar taxas adicionais para determinados serviços fornecidos pelo depositário, conforme demonstrado na tabela a seguir.

Serviços prestados pelo depositário	Taxa devida pelos detentores de ADRs
Emissão e entrega de ADRs, inclusive em relação a distribuições de ações, divisões de ações	US\$5,00 por 100 ADSs (ou parte destas)
Distribuição de dividendos	US\$0,02 ou menos por ADS
Retirada de ações subjacentes às ADSs	US\$5,00 por 100 ADSs (ou parte destas)
Transferências, combinação ou agrupamento de ADRs.....	US\$1,50 por ADS

Taxas devidas pelo Depositário à Petrobras

O depositário nos reembolsa determinadas despesas que incorremos em relação ao programa de ADR, sujeitas a um teto acordado entre nós e o depositário ocasionalmente. A tabela a seguir apresenta o valor de tais pagamentos para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010.

Pagamentos diretos e indiretos efetuados pelo depositário	Valor (US\$)
Reembolso de tarifas judiciais e contábeis incorridas em relação à preparação do Formulário 20-F edos requisitos de listagem e atendimento às normas da SEC existentes	US\$134.764,10
Reembolso das tarifas de listagem	500.000,00
Reembolso das despesas com relações com investidores (1).....	138.324,17
Reembolso das despesas relativas a propaganda e relações com o público (2)	7.292.652,97
Reembolsos de corretagem(3)	807.330,06
Despesas com terceiros pagas diretamente pelo depositário a favor da Petrobras	—
Outros	210.484,00
Total.....	US\$9.083.555,30

(1) Inclui as despesas relativas a relações com investidores e viagens.

(2) Inclui despesas judiciais e administrativas e despesas relativas ao atendimento dos requisitos da lei Sarbanes-Oxley.

(3) Os reembolsos de corretagem são tarifas devidas a prestadores de serviços pela distribuição de materiais a detentores beneficiários de ADRs. O material corporativo inclui informações relativas às assembleias de acionistas e às respectivas fichas de instrução de votação.

PARTE II

Item 13. Inadimplências, Dividendos em Atraso e Mora

Nenhum.

Item 14. Modificações Relevantes nos Direitos dos Titulares de Títulos e no uso dos Produtos

Nenhum.

Item 15. Controles e Procedimentos

Avaliação dos Controles e Procedimentos de Divulgação

Tanto nós quanto a PifCo avaliamos, com a participação de nosso Presidente e nosso Diretor Financeiro, a eficácia de nossos controles e procedimentos de divulgação em 31 de dezembro de 2010. Existem limitações inerentes à eficácia de qualquer controle ou procedimento de sistema de divulgação, incluindo a possibilidade de erro humano e engano ou sobreposição de controles e procedimentos. Desse modo, mesmo os controles e procedimentos eficazes podem fornecer uma segurança apenas relativa do alcance de seus objetivos de controle. Com base em nossa avaliação, nosso Presidente e nosso Diretor Financeiro concluíram que nossos controles e procedimentos de divulgação em 31 de dezembro de 2010 eram eficazes para nos fornecer uma segurança razoável de que as informações que devam ser divulgadas por nós nos relatórios que emitimos ou submetemos de acordo com a Lei de Mercado de Capitais são registradas, processadas, resumidas e relatadas dentro dos períodos de tempo especificados nas regras e formulários aplicáveis, e que são acumuladas e reportadas à nossa diretoria, incluindo nosso Presidente e nosso Diretor Financeiro, como adequadas para permitir a tomada de decisões em tempo hábil em relação às divulgações exigidas.

Relatório da Administração sobre Controles Internos das Informações Financeiras

A administração da Petróleo Brasileiro S.A.—Petrobras e da Petrobras International Finance Company—PifCo (separadamente, uma “Companhia”) são responsáveis por estabelecer e manter o controle interno eficaz sobre as informações financeiras e de suas avaliações da eficácia do controle interno das informações financeiras.

O controle interno das demonstrações financeiras de cada Companhia é um processo elaborado por e sob a supervisão do Comitê de Auditoria da Petrobras, do Presidente e do nosso Diretor Financeiro e efetuado pelo Conselho de Administração, da diretoria de cada Companhia e outras pessoas que forneçam segurança em relação à confiabilidade das informações financeiras e preparação das demonstrações financeiras consolidadas para fins externos de acordo com o U.S. GAAP.

Devido a suas limitações inerentes, o controle interno sobre o relatório interno pode não impedir ou detectar declarações inexatas em tempo hábil. Portanto, até mesmo quando esses sistemas são considerados eficazes, eles podem fornecer somente uma segurança relativa em relação à preparação e apresentação das demonstrações financeiras consolidadas. Além disso, as projeções de qualquer avaliação de eficiência em períodos futuros estão sujeitas ao risco de que os controles possam se tornar inadequados devido a mudanças nas condições, ou que o grau de conformidade com as políticas ou procedimentos possam ser prejudicados.

Cada administração das Companhias avaliou a eficácia do controle interno das informações financeiras de cada Companhia em 31 de dezembro de 2010, com base nos critérios estabelecidos na Estrutura Integrada - Controle Interno pelo Comitê de Organizações Patrocinadoras da Comissão Treadway (COSO). Com base nesta avaliação, a administração de cada Companhia concluiu que, em 31 de dezembro de 2010, os controles internos das informações financeiras de cada Companhia eram eficientes.

A eficiência dos controles internos das informações financeiras de cada Companhia em 31 de dezembro de 2010 foi auditada pela KPMG Auditores Independentes, uma empresa de auditoria independente, conforme demonstrado no relatório que aparece neste documento.

Mudanças nos Controles Internos

A administração de cada Companhia não identificou mudanças em seu controle interno das informações financeiras, durante o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2010, que tenham tido, ou que provavelmente venham a ter, um efeito relevante no controle interno sobre relatórios financeiros.

Item 16A. Perito Financeiro do Comitê de Auditoria

Em 17 de junho de 2005, nosso Conselho de Administração aprovou a nomeação de um comitê de auditoria para fins da Lei Sarbanes-Oxley de 2002. Nosso Conselho de Administração determinou que Fabio Colletti Barbosa é um perito financeiro do comitê de auditoria e que ele é independente, conforme definido no Artigo 17 do CRF, 240.10A-3.

O Conselho de Administração da PifCo atualmente atua como seu comitê de auditoria para fins da Lei Sarbanes-Oxley de 2002. O Conselho de Administração da PifCo determinou que Marcos Antonio Silva Menezes é um “perito financeiro de comitê de auditoria dentro do significado deste item 16A. O Sr. Menezes não é independente, conforme definido em 17 CFR 240.10A-3.

Item 16B. Código de Ética

Sempre guiamos nossos negócios e nossas relações com terceiros com base em fortes princípios éticos. Em 1998, nosso Conselho de Administração aprovou o Código de Ética da Petrobras, extensível a todas as companhias da Petrobras em 2002, e que foi renomeado para Código de Ética do Sistema Petrobras.

Em 2006, após passar por um processo de revisão com ampla participação de nossos segmentos de negócios, funcionários e subsidiárias, o Código de Ética foi aprovado pelo conselho executivo e pelo Conselho de Administração. Nosso conselho executivo desenvolveu ainda nossa gestão de ética através da criação da Comissão de Ética da Petrobras em 2008. O Código de Ética é aplicável a todos os funcionários, membros do conselho executivo e do Conselho de Administração e da diretoria. O documento encontra-se disponível em nosso website em <http://www.petrobras.com.br/en/investors>. É responsabilidade do Comitê de Ética promover a conformidade com os princípios éticos e atuar como um fórum para discussão de assuntos relacionados à ética. Atualmente, o foco do Comitê está no desenvolvimento e fortalecimento do Sistema de Gestão de Ética da Petrobras, que tem como objetivo assegurar os mais elevados padrões de éticas ao definir os papéis de gerentes, funcionários, do Comitê de ética e suas relações.

Item 16C. Principais Honorários e Serviços Contábeis

Honorários de Auditoria e Não-Auditoria

Petrobras

A tabela a seguir estabelece os honorários cobrados pelos nossos auditores independentes, a KPMG Auditores Independentes, durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2010 e 2009:

	Exercício findo em 31 de Dezembro de	
	2010	2009
	(Em milhares de US\$)	
Honorários de auditorias	15.446	9.724
Honorários relacionados às auditorias	320	154
Impostos	398	229
Total honorários	16.164	10.107

Os honorários de auditoria na tabela acima são as taxas totais cobradas pela KPMG Auditores Independentes em relação à auditoria de nossas demonstrações financeiras anuais (U.S. GAAP e BR GAAP), revisões provisórias (U.S. GAAP e BR GAAP), auditorias subsidiárias (U.S. GAAP e BR GAAP, entre outros) e revisão de documentos periódicos registrados junto à SEC. Em 2010, os honorários de auditoria incluem os honorários totais faturados pela KPMG Auditores Independentes, no valor de R\$ 1.557 mil, em relação à auditoria dos controles internos. Os “honorários relacionados à auditoria” na tabela acima são os honorários totais faturados pela KPMG Auditores Independentes por serviços de garantia e outros serviços relacionados que estão razoavelmente relacionados à execução da auditoria ou das revisões de nossas demonstrações financeiras e não estão informados sob “honorários de auditoria.”

Os honorários da tabela acima são honorários cobrados pela KPMG Auditores Independentes pelos serviços relacionados a análises de conformidade fiscal da declaração de imposto federal anual e procedimentos com relação a impostos de renda e sobre vendas.

Nosso contrato com a KPMG Auditores Independentes foi assinado em 2006. De acordo com esse contrato, a KPMG Auditores Independentes irá realizar a auditoria de nossas demonstrações financeiras até final do exercício em 31 de dezembro de 2010.

PifCo

A tabela a seguir estabelece os honorários cobrados à PifCo por seus auditores independentes, a KPMG Auditores Independentes, durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2010 e 2009:

	Exercício findo em 31 de Dezembro de	
	2010	2009
	(Em milhares de US\$)	
Honorários de auditorias	540	404
Honorários relacionados às auditorias	36	29
Total honorários	576	433

Os honorários de auditoria na tabela acima são as taxas totais cobradas pela KPMG Auditores Independentes em relação à auditoria de nossas demonstrações financeiras anuais (U.S. GAAP e BR GAAP), revisões provisórias (U.S. GAAP e BR GAAP), auditorias subsidiárias (U.S. GAAP e BR GAAP) e revisão de documentos periódicos registrados junto à SEC. Em 2010, os honorários de auditoria incluem os honorários totais faturados pela KPMG Auditores Independentes, no valor de R\$ 36 mil, em relação à auditoria dos controles

internos. Os honorários divulgados na categoria “honorários relacionados à auditoria” estão relacionados aos serviços prestados em relação à emissão dos títulos da PifCo nos mercados de capitais internacionais e garantia e serviços relacionados que estão razoavelmente relacionados à realização da auditoria ou revisões das demonstrações financeiras da PifCo, e não estão reportados em “honorários de auditoria.”

O contrato da PifCo com a KPMG Auditores Independentes foi assinado em 2006 e, de acordo com uma renovação desse contrato, a KPMG Auditores Independentes irá realizar a auditoria das demonstrações financeiras da PifCo até o final do exercício em 31 de dezembro de 2011.

Políticas e Procedimentos de Aprovação do Comitê de Auditoria

Nosso comitê de auditoria tem autoridade para recomendar ao nosso Conselho de Administração políticas e procedimentos de pré-aprovação para contratação por nós ou pela PifCo de serviços de auditores independentes. No momento, nosso Conselho de Administração decidiu não estabelecer tais políticas e procedimentos de pré-aprovação. Nosso Conselho de Administração aprova expressamente caso a caso qualquer contratação de nossos auditores independentes para todos os serviços prestados a nossas subsidiárias ou a nós. Nosso estatuto proíbe nosso auditor independente de prestar quaisquer serviços de consultoria a nossas subsidiárias ou a nós durante o período de vigência de tais contratos de auditoria.

Item 16D. Isenções das Normas de Listagem em Bolsa para os Comitês de Auditoria

De acordo com as normas do comitê de auditoria de empresas listadas da NYSE e da SEC, devemos cumprir a Norma 10A-3 da Lei de Câmbio, que exige que estabeleçamos um comitê de auditoria composto de membros do Conselho de Administração que cumpram exigências especificadas. Com base na isenção da Norma 10A-3(b)(iv)(E), designamos dois membros para nosso comitê de auditoria, Francisco Roberto de Albuquerque e Sergio Franklin Quintella, que são encarregados do governo brasileiro, nosso acionista controlador e, portanto, uma de nossas afiliadas. Em nossa avaliação, cada um desses membros atua independentemente no cumprimento das responsabilidades de um membro do comitê de auditoria, de acordo com a Lei Sarbanes-Oxley, e no cumprimento de outras exigências da Norma 10a-3 da Lei de Câmbio.

Item 16E. Compras de Títulos Patrimoniais pelo Emissor e por Compradores Afiliados

Petrobras

Durante o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2010, nem nós, nem qualquer “comprador afiliado”, conforme definição na Norma 10b-18 (a)(3) da Lei de Mercado de Capitais, compramos quaisquer de nossos títulos patrimoniais.

Item 16F. Mudança no Contador Certificador do Requerente

Não aplicável.

Item 16G. Governança Corporativa

Comparação das Práticas de Governança Corporativa da Petrobras com as Exigências de Governança Corporativa da NYSE Aplicáveis a Empresas Americanas

De acordo com as normas da Bolsa de Valores de Nova York, os emissores estrangeiros privados estão sujeitos a um conjunto mais limitado de exigências de governança corporativa do que os emissores nacionais dos EUA. Como um emissor estrangeiro privado, nós devemos cumprir quatro normas de governança corporativa principais da NYSE: (i) devemos atender as exigências da Norma da Lei de Câmbio 10A-3; (ii) nosso Presidente deve notificar prontamente a NYSE por escrito após qualquer diretor executivo tomar conhecimento de qualquer não-conformidade significativa com as normas de governança corporativa aplicáveis da NYSE; (iii) devemos fornecer à NYSE declarações anuais e provisórias por escrito, conforme exigido pelas normas de governança corporativa da NYSE; e (iv) devemos fornecer uma breve descrição de qualquer diferença significativa entre suas práticas de governança corporativa e aquelas seguidas pelas empresas norte-americanas, de acordo com padrões de listagem em bolsa da NYSE.

A tabela abaixo descreve brevemente as diferenças significativas entre nossas práticas domésticas e as normas de governança corporativa da NYSE.

Normas de Governança Corporativa da Bolsa de Valores de Nova Iorque para Emissores Domésticos Norte-Americanos

Seção	Práticas da Petrobras	
	Independência do Diretor	
303A.01	As empresas listadas devem ter uma maioria de diretores independentes. As “empresas controladas” não são obrigadas a cumprir esta exigência.	A Petrobras é uma empresa controlada, pois mais do que a maioria do poder de voto é controlado pelo Governo Federal Brasileiro. Como uma empresa controlada, a Petrobras não seria obrigada a cumprir com a maioria das exigências para diretores independentes se ela fosse uma emissora nacional dos EUA. Não há qualquer disposição legal ou política que nos exija ter diretores independentes.
303A.03	Os conselheiros não-administrativos de cada empresa listada devem se reunir em sessões executivas agendadas regularmente sem a administração.	Com a exceção do CEO da empresa (que também é um conselheiro), todos os conselheiros da Petrobras são conselheiros não-administrativos. Estes conselheiros não-administrativos não se reúnem em sessões executivas agendadas regularmente sem a presença do CEO.
	Comitê de Governança Corporativa / Indicador	
303A.04	As empresas listadas devem ter um comitê de governança corporativa / indicador composto totalmente por diretores independentes, com um documento constitutivo escrito que cubra determinadas funções especificadas. As “empresas controladas” não são obrigadas a cumprir esta exigência.	A Petrobras não possui um comitê indicador. A Petrobras também não possui um comitê de governança corporativa composto de diretores. O Conselho de Administração da Petrobras desenvolve, avalia e aprova os princípios de governança corporativa. Como uma empresa controlada, a Petrobras não seria obrigada a cumprir com a exigência de comitê de governança corporativa / indicador se ela fosse uma emissora nacional dos EUA.
	Comitê de Remuneração	
303A.05	As empresas listadas devem ter um comitê de remuneração composto totalmente por diretores independentes, com um documento constitutivo escrito que cubra determinadas funções especificadas mínimas. As “empresas controladas” não são obrigadas a cumprir esta exigência.	A Petrobras possui um comitê que orienta o Conselho de Administração em relação à remuneração e sucessão da administração. Não há qualquer disposição legal ou política que exija que os membros deste comitê sejam independentes. Como uma empresa controlada, a Petrobras não seria obrigada a cumprir com a exigência de comitê de remuneração se ela fosse uma emissora nacional dos EUA.
	Comitê de Auditoria	
303A.06 303A.07	As empresas listadas devem possuir um comitê de auditoria com, no mínimo, três diretores independentes que cumpram as exigências de independência da Norma 10A-3 de acordo com a Lei de Câmbio, com um documento constitutivo escrito que cubra determinadas funções especificadas mínimas.	O Comitê de Auditoria da Petrobras é um comitê consultivo do Conselho de Administração e é composto por membros independentes, de acordo com a Norma 10A-3 de acordo com a Lei de Câmbio. O Comitê de Auditoria possui um documento constitutivo escrito que estabelece suas responsabilidades, que incluem, entre outras: (i) fortalecimento das relações com auditores externos, permitindo uma supervisão mais próxima do trabalho deles e de questões relativas à sua competência e independência, (ii) garantir conformidade legal e reguladora, inclusive quanto à certificação, controles internos, procedimentos de conformidade e ética, e (iii) monitoramento da posição financeira da empresa, especialmente quanto a riscos, trabalho de auditoria interna e divulgação financeira.
	Plano de Remuneração Patrimonial	
303A.08	Os acionistas devem ter a oportunidade de votar em planos de remuneração através de ações e revisões materiais, com exceções limitadas,	De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, a aprovação do acionista é necessária para a adoção e revisão e qualquer plano de remuneração patrimonial. A Petrobras

**Normas de Governança Corporativa da Bolsa de
Valores de Nova Iorque para Emissores
Domésticos Norte-Americanos**

Seção	Práticas da Petrobras	
	conforme estabelecido pelas normas da NYSE.	atualmente não possui qualquer plano de remuneração patrimonial.
	Diretrizes de Governança Corporativa	
303A.09	As empresas listadas devem adotar e divulgar diretrizes de governança corporativa.	A Petrobras possui um conjunto de Diretrizes de Governança Corporativa que trata das normas de qualificação, responsabilidades, remuneração, orientação, auto-avaliações e acesso à administração de diretores. As diretrizes não refletem as exigências de independência estabelecidas nas Seções 303A.01 e .02 das normas da NYSE. Determinadas partes das diretrizes, inclusive artigos sobre responsabilidades e remuneração, não são discutidas com o mesmo nível de detalhamento estabelecido nos comentários às normas da NYSE. As diretrizes estão disponíveis no website da Petrobras.
	Código de Ética para Diretores, Executivos e Funcionários	
303A.10	As empresas listadas devem adotar e divulgar um código de conduta comercial e ética para diretores, executivos e funcionários e divulgar imediatamente quaisquer renúncias de código para diretores ou executivos.	A Petrobras adotou um Código de Ética aplicável a seus funcionários e um Código de Boas Práticas aplicável a diretores e executivos. Não é permitida qualquer renúncia das disposições do Código de Ética e do Código de Boas Práticas. Ambos os documentos estão disponíveis no website da Petrobras.
	Exigências de Certificação	
303A.12	Cada CEO de empresa listada deve garantir à NYSE, todos os anos, que ele não está ciente de qualquer violação por parte da empresa das normas de listagem de governança corporativa da NYSE.	Nosso CEO notificará imediatamente à NYSE por escrito se qualquer executivo tomar ciência sobre qualquer não-conformidade significativa em relação a qualquer disposição pertinente das normas de governança corporativa da NYSE.

PARTE III

Item 17. Demonstrações Financeiras

Não aplicável.

Item 18. Demonstrações Financeiras

Consulte as páginas de F-2 a F-171, incorporadas neste documento por referência.

Item 19. Anexos

<u>Nº</u>	<u>Descrição</u>
1.1	Estatutos alterados da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras (juntamente com uma versão em inglês) (incorporados por referência ao Relatório Anual no Formulário 20-F da Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras, registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 30 de junho de 2004 (Registro Nº 1-15106)).
1.2	Atos Constitutivos e Contrato Social da Petrobras International Finance Company (incorporados por referência ao Anexo 1 ao Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras International Finance Company, registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 1 de julho de 2002, e alterações a estes, registradas em 13 de dezembro de 2002, 20 de março de 2003 (Registro Nº 333-14168) e 26 de junho de 2007 e 19 de maio de 2008 (Registro Nº 001-331121). Os Atos Constitutivos e o Contrato Social da PifCo foram alterados pela última vez em 23 de fevereiro de 2008.
2.1	Formulário do Contrato de Depósito Alterado e Consolidado, com data de janeiro de 2007, entre a Petrobras, JPMorgan Chase Bank, N.A., como depositários, e detentores registrados e legítimos proprietários ocasionalmente de American Depositary Shares, representando as ações ordinárias da Petrobras (incorporado por referência ao Anexo 4.1 da Declaração de Registro da Petrobras e da Petrobras International Finance Company no Formulário F-3 registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 11 de dezembro de 2009 (Registro Nº 333-163665)).
2.2	Aditivo Nº 1, datado de junho de 2007, ao Contrato de Depósito Aditado e Consolidado, com data de 2 de janeiro de 2007, entre a Petrobras, JPMorgan Chase Bank, N.A., como depositários, e detentores registrados e legítimos proprietários ocasionalmente de ADSs, representando as ações ordinárias da Petrobras (incorporado por referência ao Anexo 4.2 da Declaração de Registro da Petrobras e da Petrobras International Finance Company no Formulário F-3 registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 11 de dezembro de 2009 (Registro Nº 333-163665)).
2.3	Formulário de Recibo de Depositário Americano comprovando as ADSs representantes das ações ordinárias da Petrobras (incorporado por referência ao Anexo 4.3 da Declaração de Registro da Petrobras e da Petrobras International Finance Company no Formulário F-3, registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 11 de dezembro de 2009 (Registro nº 333-163665)).
2.4	Formulário do Contrato de Depósito Aditado e Consolidado, com data de janeiro de 2007, entre a Petrobras, JPMorgan Chase Bank, N.A., como depositários, e detentores registrados e legítimos proprietários ocasionalmente de ADSs, representando as ações preferenciais da Petrobras (incorporado por referência ao Anexo 4.4 da Declaração de Registro da Petrobras e da Petrobras International Finance Company no Formulário F-3 registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 11 de dezembro de 2009 (Registro Nº 333-163665)).
2.5	Aditivo Nº 1, datado de junho de 2007, ao Contrato de Depósito Aditado e Consolidado, com data de 2 de janeiro de 2007, entre a Petrobras, JPMorgan Chase Bank, N.A., como depositários, e detentores registrados e legítimos proprietários ocasionalmente de ADSs, representando as ações preferenciais da Petrobras (incorporado por referência ao Anexo 4.5 da Declaração de Registro da Petrobras e da Petrobras International Finance Company no Formulário F-3 registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 11 de dezembro de 2009 (Registro Nº 333-163665)).
2.6	Formulário de recibo de depositário americano comprovando as ADSs representantes das ações preferenciais da Petrobras (incorporado por referência ao Anexo 4.6 da Declaração de Registro da Petrobras e da Petrobras International Finance Company no Formulário F-3, registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 11 de dezembro de 2009 (Registro nº 333-163665)).
2.7	Escritura, com data de 19 de julho de 2002, entre a Petrobras International Finance Company e a JPMorgan Chase Bank, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.5 da Declaração de Registro da Petrobras International Finance Company e da Petrobras no Formulário F-3, registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 5 de julho de 2002, e aditivos registrados em 19 de julho de 2002 e 14 de agosto de 2002 (Registro nº 333-92044-01)).
2.8	Primeira Escritura Complementar Aditada e Consolidada, com data original de 6 de julho de 2001, complementada em 26 de novembro de 2001 e alterada em 31 de março de 2010, entre a Petrobras International Finance Company e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relativa a 9,750% dos SeniorNotes com vencimento em 2011.
2.9	Segunda Escritura Complementar Aditada e Consolidada, inicialmente datada de 2 de julho de 2003, e aditada e consolidada em 18 de setembro de 2003, e aditada e consolidada em 31 de março de 2010, entre a Petrobras International Finance Company

<u>Nº</u>	<u>Descrição</u>
	(PifCo) e o JPMorgan Chase Bank, como Agente Fiduciário, relativa a 9,125% dos Global Notes com vencimento em 2013.
2.10	Terceira Escritura Complementar Aditada e Consolidada, com data inicial de 10 de dezembro de 2003, aditada e consolidada em 31 de março de 2010, entre a Petrobras International Finance Company (PifCo) e o JPMorgan Chase Bank, como Agente Fiduciário, relativa a 8,375% dos Global Notes com vencimento em 2018.
2.11	Escritura, com data de 6 de julho de 2001, entre a Petrobras International Finance Company and The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relativa a 9 3/4% dos Senior Notes com vencimento em 2011 (incorporado por referência ao Anexo 4.1 da Declaração de Registro da Petrobras International Finance Company e a Petróleo Brasileiro S.A.— Petrobras no Formulário F-4, registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 6 de dezembro de 2001 (Registro nº 333-14170)).
2.12	Quarta Escritura Complementar Aditada e Consolidada, com data inicial de 15 de setembro de 2004, aditada e consolidada em 31 de março de 2010, entre a Petrobras International Finance Company (PifCo) e o JPMorgan Chase Bank, como Agente Fiduciário, e a Petróleo Brasileiro S.A.— Petrobras relativa a 7,75% de Global Notes com vencimento em 2014.
2.13	Contrato de Registro de Direitos, com data de 6 de julho de 2001, entre a Petrobras International Finance Company, Petróleo Brasileiro S.A.— Petrobras, e USB Warburg LLC, Banc of America Securities LLC, J.P. Morgan Securities Inc., RBC Dominion Securities Corporation e Santander Central Hispano Investment Securities Inc. (incorporado por referência ao Anexo 4.4 da Declaração de Registro da Petrobras International Finance Company e da Petróleo Brasileiro S.A.— Petrobras no Formulário F-4, registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 6 de dezembro de 2001 (Registro nº 333-14170)).
2.14	Quinta Escritura Complementar Aditada e Consolidada, com data inicial de 6 de outubro de 2006, aditada e consolidada em 7 de fevereiro de 2007, aditada e consolidada em 31 de março de 2010, entre a Petrobras International Finance Company (PifCo) e o Bank of New York Mellon, como sucessor do JPMorgan Chase Bank, N.A., como Agente Fiduciário, e a Petróleo Brasileiro S.A.— Petrobras relativa a 6,125% dos Global Notes com vencimento em 2016.
2.15	Primeira Escritura Complementar Aditada e Consolidada, com data inicial em 1º de novembro de 2007, aditada e consolidada em 11 de janeiro de 2008, aditada e consolidada em 31 de março de 2010, entre a Petrobras International Finance Company (PifCo) e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, e a Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras relativa a 5,875% dos Global Notes com vencimento em 2018.
2.16	Garantia de 9,750% dos Senior Notes com vencimento em 2011, datada de 31 de março de 2010, entre a Petróleo Brasileiro S.A.— Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário.
2.17	Garantia de 9,125% dos Global Notes com vencimento em 2013, datada de 31 de março de 2010, entre a Petróleo Brasileiro S.A.— Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário.
2.18	Garantia de 8,375% dos Global Notes com vencimento em 2018, datada de 31 de março de 2010, entre a Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário.
2.19	Contrato de Exportação Principal, com data de 21 de dezembro de 2001, entre a Petróleo Brasileiro S.A.— Petrobras e a Petrobras Finance Ltd. (incorporado por referência ao Anexo 2.14 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras International Finance Company, registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 1º de julho de 2002, e respectivos aditivos foram registrados em 13 de dezembro de 2002 e 20 de março de 2003 (Registro Nº 333-14168)).
2.20	Aditivo ao Contrato de Exportação Principal, com data de 21 de maio de 2003, entre a Petróleo Brasileiro S.A.— Petrobras e Petrobras Finance Ltd. (incorporado por referência ao Anexo 2.18 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras International Finance Company, registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 19 de junho de 2003 (Registro Nº 333-14168)).
2.21	Contrato de Depositário, com data de 21 de dezembro de 2001, entre o U.S. Bank, National Association, Cayman Islands Branch, na qualidade de Agente Fiduciário do PF Export Receivables Master Trust, Citibank, N.A., na qualidade de Intermediários dos Títulos, e a Petrobras Finance Ltd. (incorporado por referência ao Anexo 2.15 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras International Finance Company, registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 1º de julho de 2002, e aditivos registrados em 13 de dezembro de 2002 e 20 de março de 2003 (Registro Nº 333-14168)).
2.22	Carta-Contrato relativa ao Contrato de Depositário, com data de 16 de maio de 2003 (incorporado por referência ao Anexo 2.20 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras International Finance Company, registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 19 de junho de 2003 (Registro nº 333-14168)).
2.23	Contrato de Serviços Administrativos, com data de 21 de dezembro de 2001, entre Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras, como Agente de Entrega e Vendas e Petrobras Finance Ltd. (incorporado por referência ao Anexo 2.16 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras International Finance Company, registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 1º de julho de 2002, e alterações a este que foram registradas em 13 de dezembro de 2002 e 20 de março de 2003 (Registro nº 333-14168)).
2.24	Carta-Contrato relativo ao Contrato de Serviços Administrativos, com data de 16 de maio de 2003 (incorporado por referência ao Anexo 2.22 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras International Finance Company, registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 19 de junho de 2003 (Registro Nº 333-14168)).
2.25	Escritura Fiduciária Alterada e Consolidada, com data de 21 de dezembro de 2001, entre U.S. Bank, National Association, Filial das Ilhas Cayman, como Agente Fiduciário do PF Export Receivables Master Trust, Citibank, N.A., na qualidade de Agente

<u>Nº</u>	<u>Descrição</u>
	Pagador, Agente de Transferência, Agente de Registro e Banco Depositário e Petrobras International Finance Company, como Prestadora de Serviços (incorporada por referência ao Anexo 2.17 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras International Finance Company, registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 1º de julho de 2002, e alterações a esta que foram registradas em 13 de dezembro de 2002 e 20 de março de 2003 (Registro Nº 333-14168)).
2.26	Contrato de Compra de Recebíveis, com data de 21 de dezembro de 2001, entre Petrobras Finance Ltd., Petróleo Brasileiro S.A.— Petrobras e U.S. National Association, Filial das Ilhas Cayman, unicamente na qualidade de Agente Fiduciário do PF Export Receivables Master Trust (incorporado por referência ao Anexo 2.18 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras International Finance Company, registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 1º de julho 2002, e alterações a este que foram registradas em 13 de dezembro de 2002 e 20 de março de 2003 (Registro Nº 333-14168)).
2.27	Contrato de Compra de Recebíveis Aditado e Consolidado, com data de 21 de maio de 2003, entre Petrobras Finance Ltd., Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras e U.S. National Association, Filial das Ilhas Cayman, unicamente na qualidade de Agente Fiduciário do PF Export Receivables Master Trust (incorporado por referência ao Anexo 2.25 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras International Finance Company, registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 19 de junho de 2003 (Registro Nº 333-14168)).
2.28	Acordo de Pagamento Antecipado, com data de 21 de dezembro de 2001, entre a Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras e Petrobras Finance Ltd. (incorporado por referência ao Anexo 2.26 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras International Finance Company, registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 19 de junho de 2003 (Registro Nº 333-14168)).
2.29	Acordo de Pagamento Antecipado Aditado e Consolidado, com data de 2 de maio de 2003, entre a Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras e Petrobras Finance Ltd. (incorporado por referência ao Anexo 2.27 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras International Finance Company, registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 19 de junho de 2003 (Registro Nº 333-14168)).
2.30	Garantia de 7,75% dos Global Notes com vencimento em 2014, datada de 31 de março de 2010, entre a Petróleo Brasileiro S.A — Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário.
2.31	Garantia de 6,125% dos Global Notes com vencimento em 2016, datada de 31 de março de 2010, entre a Petróleo Brasileiro S.A — Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário.
2.32	Garantia de 5,875% dos Global Notes com vencimento em 2018, datada de 31 de março de 2010, entre a Petróleo Brasileiro S.A — Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário.
2.33	Segunda Escritura Complementar Aditada e Consolidada, com data inicial de 11 de fevereiro de 2009, aditada e consolidada em 9 de julho de 2009, entre a Petrobras International Finance Company (PifCo) e o Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, e a Petróleo Brasileiro S.A.— Petrobras relativa a 7,875% dos Global Notes com vencimento em 2019.
2.34	Garantia Aditada Alterada e Consolidada, com data inicial de 11 de fevereiro de 2009, aditada e consolidada em 9 de julho de 2009, entre a Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário.
2.35	Terceira Escritura Complementar, com data inicial de 30 de outubro de 2009, entre a Petrobras International Finance Company (PifCo) e o Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, e a Petróleo Brasileiro S.A.— Petrobras relativa a 5,75% dos Global Notes com vencimento em 2020.
2.36	Quarta Escritura Complementar, com data de 30 de outubro de 2009, entre a Petrobras International Finance Company (PifCo) e o Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, e a Petróleo Brasileiro S.A.— Petrobras relativa a 6,875% dos Global Notes com vencimento em 2040.
2.37	Garantia de 5,75% dos Global Notes com vencimento em 2020, datada de 30 de outubro de 2009, entre a Petróleo Brasileiro S.A — Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário.
2.38	Garantia de 6,975% dos Global Notes com vencimento em 2040, datada de 30 de outubro de 2009, entre a Petróleo Brasileiro S.A — Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário.
2.39	Quinta Escritura Complementar, com data de 27 de janeiro de 2011, entre a Petrobras International Finance Company (PifCo) e o Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, e a Petróleo Brasileiro S.A.— Petrobras relativa a 3,875% dos Global Notes com vencimento em 2016.
2.40	Garantia de 3,875% dos Global Notes com vencimento em 2016, datada de 27 de janeiro de 2011, entre a Petróleo Brasileiro S.A — Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário.
2.41	Sexta Escritura Complementar, com data de 27 de janeiro de 2011, entre a Petrobras International Finance Company (PifCo) e o Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, e a Petróleo Brasileiro S.A.— Petrobras relativa a 5,375% dos Global Notes com vencimento em 2021.
2.42	Garantia de 5,375% dos Global Notes com vencimento em 2021, datada de 27 de janeiro de 2011, entre a Petróleo Brasileiro S.A — Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário.

<u>Nº</u>	<u>Descrição</u>
2.43	Sétima Escritura Complementar, com data de 27 de janeiro de 2011, entre a Petrobras International Finance Company (PifCo) e o Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, e a Petróleo Brasileiro S.A.— Petrobras relativa a 6,750% dos Global Notes com vencimento em 2041.
2.44	Garantia de 6,750% dos Global Notes com vencimento em 2041, datada de 27 de janeiro de 2011, entre a Petróleo Brasileiro S.A — Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário.
2.45	Aditivo Nº 2, datado de 16 de setembro de 2010, ao Contrato de Depósito Aditado e Consolidado, com data de 2 de janeiro de 2007, entre a Petrobras, JPMorgan Chase Bank, N.A., como depositários, e detentores registrados e legítimos proprietários ocasionalmente de ADSs, representando as ações ordinárias da Petrobras (incorporadas por referência ao Anexo 99.A.3 da Declaração de Registro da Petrobras e da Petrobras Internacional Finance Company no Formulário F-6 protocolado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 16 de setembro de 2010 (Registro Nº 333.169430)).
2.46	Aditivo Nº 2, datado de 16 de setembro de 2010, ao Contrato de Depósito Aditado e Consolidado, com data de 2 de janeiro de 2007, entre a Petrobras, JPMorgan Chase Bank, N.A., como depositários, e detentores registrados e legítimos proprietários ocasionalmente de ADSs, representando as ações preferenciais da Petrobras (incorporadas por referência ao Anexo 99.A.3 da Declaração de Registro da Petrobras e da Petrobras Internacional Finance Company no Formulário F-6 protocolado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 16 de setembro de 2010 (Registro Nº 333.169429)).
2.47	Contrato de Cessão Onerosa, com data de 3 de setembro de 2010, entre a Petrobras, o governo federal brasileiro e a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. O valor dos títulos de financiamento a longo prazo da Petrobras autorizado em conformidade com qualquer determinado instrumento não excede 10% de seu total de ativo em uma base consolidada. Petrobras neste ato concorda em fornecer à SEC, mediante solicitação, uma cópia de qualquer instrumento definindo os direitos dos detentores de seu financiamento a longo prazo ou de suas subsidiárias para as quais as demonstrações financeiras consolidadas ou não-consolidadas necessitam ser registradas.
4.1	Formulário do Contrato de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de petróleo e gás natural celebrado entre a Petrobras e a ANP (incorporado por referência ao Anexo 10.1 da Declaração de Registro da Petrobras no Formulário F-1 protocolado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 14 de julho de 2000 (Registro Nº 333-12298)).
4.2	Contrato de Compra e Venda de gás natural, realizado entre a Petrobras e Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos-YPFB (juntamente com uma versão em inglês) (incorporado por referência ao Anexo 10.2 do Registro da Petrobras no Formulário F-1 registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 14 de julho de 2000 (Registro Nº 333-12298)).
8.1	Lista de subsidiárias.
12.1	Certificados da Petrobras de acordo com a Seção 302 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002.
12.2	Certificados da PifCo de acordo com a Seção 302 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002.
13.1	Certificados da Petrobras de acordo com a Seção 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002.
13.2	Certificados da PifCo de acordo com a Seção 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002.
15.1	Carta de anuência da KPMG.
15.2	Carta de anuência da KPMG.
15.3	Carta de anuência da DeGolyer and MacNaughton.
99.1	Relatórios de Terceiros de DeGolyer and MacNaughton.

ASSINATURAS

De acordo com as exigências de Seção 12 da Lei de Mercado de Capitais de 1934, o requerente certifica por meio deste que está apto a atender a todas as exigências presentes no Formulário 20-F, e fez com que este relatório anual fosse devidamente assinado pelo abaixo assinado, estando devidamente autorizado, na cidade do Rio de Janeiro, em 25 de maio de 2011.

Petróleo Brasileiro S.A.—PETROBRAS

Por: /s/ José Sergio Gabrielli de Azevedo

Nome: José Sergio Gabrielli de Azevedo

Cargo: Presidente

Por: /s/ Almir Guilherme Barbassa

Nome: Almir Guilherme Barbassa

Cargo: Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

ASSINATURAS

Em conformidade com as exigências de Seção 12 da Lei de Mercado de Capitais de 1934, o requerente certifica por meio deste que está apto a atender a todas as exigências presentes no Formulário 20-F, e fez com que este relatório anual fosse devidamente assinado em seu nome pelo abaixo assinado, estando devidamente autorizado, na cidade do Rio de Janeiro, 25 de maio de 2011.

Petrobras International Finance Company—PifCo

Por: /s/ Daniel Lima de Oliveira

Nome: Daniel Lima de Oliveira

Cargo: Presidente do Conselho e Presidente

Por: /s/ Sérgio Túlio da Rosa Tinoco

Nome: Sérgio Túlio da Rosa Tinoco

Cargo: Diretor Financeiro

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.—PETROBRAS
ÍNDICE DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS AUDITADAS

	<u>Página</u>
Parecer dos auditores independentes registrados no PCAOB.....	F-3
Balanços Patrimoniais Consolidados	F-5
Demonstrações Consolidadas do Resultado.....	F-7
Demonstrações Consolidadas dos Fluxos de Caixa	F-9
Demonstrações Consolidadas das Mutações do Patrimônio Líquido.....	F-11
Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Consolidadas	F-14
Informações Adicionais sobre Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás	F-128

PETROBRAS INTERNATIONAL FINANCE COMPANY
ÍNDICE DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS AUDITADAS

	<u>Página</u>
Parecer dos auditores independentes registrados no PCAOB.....	F-145
Balanços Patrimoniais Consolidados	F-147
Demonstrações Consolidadas dos Resultados	F-149
Demonstrações Consolidadas das Mutações do Passivo a Descoberto	F-150
Demonstrações Consolidadas dos Fluxos de Caixa	F-151
Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Consolidadas	F-152

**Petróleo Brasileiro S.A. -
Petrobras e controladas**

**Demonstrações Contábeis Consolidadas
em 31 de dezembro de 2010, 2009 e 2008
com Parecer dos Auditores Independentes
Registrados no PCAOB**

(Tradução livre do original em inglês)

**PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS
E CONTROLADAS**

DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

Índice

Parecer dos auditores independentes registrados no PCAOB.....	F-3 - F-4
Balancos Patrimoniais Consolidados	F-5 - F-6
Demonstrações Consolidadas do Resultado	F-7 - F-8
Demonstrações Consolidadas dos Fluxos de Caixa.....	F-9 - F-10
Demonstrações Consolidadas das Mutações do Patrimônio Líquido	F-11 - F-13

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Consolidadas

1. A Companhia e suas Operações	F-14
2. Sumário das Principais Práticas Contábeis.....	F-14
3. Imposto de Renda e Contribuição Social.....	F-29
4. Caixa e Equivalentes a Caixa	F-33
5. Títulos e Valores Mobiliários	F-34
6. Contas a Receber, Líquidas	F-35
7. Estoques.....	F-36
8. Impostos a Recuperar	F-37
9. Imobilizado, Líquido	F-38
10. Participações em Companhias não Consolidadas e Outros Investimentos.....	F-41
11. Conta Petróleo e Álcool - Créditos a Receber junto ao Governo Federal	F-42
12. Financiamento	F-42
13. Receitas (Despesas) Financeiras, Líquidas.....	F-49
14. Arrendamento Mercantil.....	F-50
15. Obrigações com Benefícios Pós-Aposentadoria e Outros Benefícios.....	F-51
16. Patrimônio Líquido.....	F-63
17. Aquisições/Vendas de Ativos	F-70
18. Compromissos e Contingências.....	F-77
19. Instrumentos Derivativos, Hedging e Atividades de Gerenciamento de Riscos	F-93
20. Instrumentos Financeiros.....	F-104
21. Informações sobre Segmentos de Negócios	F-106
22. Transações com Partes Relacionadas	F-119
23. Contabilização dos Custos com Poços Exploratórios em Andamento	F-123
24. Eventos Subsequentes.....	F-126

Informações Adicionais sobre Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás	F-128
--	-------

Parecer dos auditores independentes registrados no PCAOB (*)

(Tradução livre do original em inglês)

Ao Conselho de Administração e aos Acionistas da
Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras

Auditamos os balanços patrimoniais consolidados da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras e subsidiárias (“Companhia”) em 31 de dezembro 2010 e 2009, e as respectivas demonstrações dos resultados, das mutações do patrimônio líquido e do resultado abrangente e os fluxos de caixa para cada um dos exercícios no período de três anos findos em 31 de dezembro de 2010. Também realizamos auditoria sobre os controles internos da Companhia referentes ao processo de preparação e divulgação das demonstrações contábeis consolidadas em 31 de dezembro de 2010, com base no critério estabelecido no Controle Interno - Estrutura Integrada emitido pelo Conselho da Organização Patrocinadora da Comissão de Treadway (COSO). A administração da Companhia é responsável por essas demonstrações contábeis consolidadas, por manter controles internos efetivos sobre as demonstrações contábeis consolidadas e pela avaliação da efetividade dos controles internos sobre as demonstrações contábeis incluídas no Relatório da Administração sobre Controles Internos referentes ao processo de preparação e divulgação das demonstrações contábeis consolidadas. Nossa responsabilidade é expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis consolidadas e uma opinião sobre os controles internos da Companhia referentes ao processo de preparação e elaboração das demonstrações contábeis consolidadas com base em nossas auditorias.

Nossas auditorias foram conduzidas de acordo com as normas do Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias Abertas nos Estados Unidos da América (PCAOB - Public Company Accounting Oversight Board). Estas normas requerem que uma auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis consolidadas não contêm erros materiais e de que os controles internos referentes ao processo de preparação e divulgação das demonstrações contábeis são efetivos em todos os aspectos materiais. Nossa auditoria das demonstrações contábeis consolidadas compreende ainda a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados nas demonstrações contábeis consolidadas, a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela administração, bem como da apresentação das demonstrações contábeis consolidadas tomadas em conjunto. Nossa auditoria sobre os controles internos relativos ao processo de preparação e divulgação de demonstrações contábeis incluem obter um entendimento dos controles internos sobre demonstrações contábeis consolidadas, avaliar o risco de que uma fraqueza material existe e teste e avaliação do desenho e efetividade operacional dos controles internos baseados na avaliação de risco. Nossas auditorias também incluíram a realização de outros procedimentos que consideramos necessários nas circunstâncias. Acreditamos que nossas auditorias proporcionam uma base adequada para emitirmos nossas opiniões.

Os controles internos sobre o processo de preparação e divulgação das demonstrações contábeis consolidadas de uma Companhia são elaborados para garantir segurança razoável quanto à confiabilidade da sua preparação para fins externos de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos. Os controles internos sobre o processo de preparação e divulgação das demonstrações contábeis consolidadas incluem aquelas políticas e procedimentos que (1) se referem à manutenção dos registros que, com detalhe razoável, refletem com exatidão e clareza as transações e vendas dos ativos; (2) forneçam segurança razoável de que as transações são registradas conforme necessário para permitir a preparação das demonstrações contábeis consolidadas de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos, e que recebimentos e gastos vêm sendo feitos somente com autorizações da administração e diretores da Companhia; e (3) forneçam segurança razoável relativa à prevenção ou a detecção oportuna da aquisição, uso ou venda não autorizada dos ativos que possam ter um efeito material sobre as demonstrações contábeis consolidadas.

Devido às suas limitações inerentes, os controles internos sobre o processo de preparação e divulgação das demonstrações contábeis consolidadas podem não evitar ou detectar erros. Além disso, projeções de qualquer avaliação de efetividade para períodos futuros estão sujeitas ao risco de que os controles possam tornar-se inadequados devido a mudanças nas condições, ou devido ao fato de que o grau de conformidade com as políticas e procedimentos pode diminuir.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis consolidadas referidas anteriormente representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição financeira da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras e subsidiárias em 31 de dezembro de 2010 e 2009, os resultados de suas operações e seus fluxos de caixa para cada um dos exercícios no período de três anos findos em 31 de dezembro de 2010, de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América. Adicionalmente, em nossa opinião, a Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras e subsidiárias mantiveram, em todos os aspectos relevantes, controles internos efetivos sobre o processo de preparação e divulgação das demonstrações contábeis em 31 de dezembro de 2010, com base no critério estabelecido no COSO.

/s/ KPMG Auditores Independentes

KPMG Auditores Independentes

Rio de Janeiro, Brasil
15 de março de 2011

(*) *Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias Abertas nos Estados Unidos (PCAOB - "Public Company Accounting Oversight Board")*.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

BALANÇOS PATRIMONIAIS CONSOLIDADOS

31 de dezembro de 2010 e 2009

Em Milhões de Dólares Norte-Americanos

	Em 31 de dezembro de	
	2010	2009
Ativo		
Circulante		
Caixa e equivalentes a caixa (Nota 4)	17.633	16.169
Títulos e valores mobiliários (Nota 5)	15.612	72
Contas a receber, líquidas (Nota 6)	10.572	8.115
Estoques (Nota 7)	11.834	11.117
Imposto de renda diferido (Nota 3)	534	660
Impostos a recuperar (Nota 8)	5.260	3.940
Adiantamentos a fornecedores	786	1.136
Outros ativos circulantes	1.632	1.435
	63.863	42.644
Imobilizado, líquido (Nota 9)	218.567	136.167
Participações em empresas não consolidadas e outros investimentos (Nota 10)	6.312	4.350
Realizável a longo prazo		
Contas a receber, líquidas (Nota 6)	2.905	1.946
Adiantamentos a fornecedores	3.077	3.267
Conta petróleo e álcool - créditos junto ao Governo Federal (Nota 11)	493	469
Títulos e valores mobiliários (Nota 5)	3.099	2.659
Depósitos vinculados a processos judiciais e garantias (Nota 18 (b))	1.674	1.158
Impostos a recuperar (Nota 8)	6.407	5.462
Ágio (Nota 17(a))	192	139
Despesas antecipadas	516	618
Outros ativos	1.578	1.391
	19.941	17.109
Total dos ativos	308.683	200.270

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações contábeis consolidadas.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

BALANÇOS PATRIMONIAIS CONSOLIDADOS (Continuação)

31 de dezembro de 2010 e 2009

Em Milhões de Dólares Norte-Americanos

	Em 31 de dezembro de	
	2010	2009
Passivo e Patrimônio Líquido		
Passivo circulante		
Fornecedores	10.468	9.882
Financiamentos de curto prazo (Nota 12)	8.960	8.431
Parcela circulante das obrigações de arrendamento mercantil (Nota 14)	105	227
Imposto de renda e contribuição social a pagar	898	825
Outros impostos a pagar	5.135	5.149
Salários e encargos sociais	2.617	2.118
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar (Nota 16 (f))	2.158	1.340
Benefícios pós-aposentadoria aos funcionários - Planos de pensão e de saúde (Nota 15 (a))	782	694
Outras contas a pagar e provisões	2.429	2.299
	33.552	30.965
Passivo exigível a longo prazo		
Financiamentos de longo prazo (Nota 12)	60.471	49.041
Obrigações de arrendamento mercantil (Nota 14)	117	203
Benefícios pós-aposentadoria aos funcionários - Plano de pensão e de saúde (Nota 15 (a))	13.740	10.963
Imposto de renda diferido (Nota 3)	12.704	9.844
Provisão para abandono de poços (Nota 9 (b))	3.194	2.812
Contingências (Nota 18 (b))	760	469
Outros passivos	748	553
	91.734	73.885
Patrimônio líquido		
Ações autorizadas e emitidas (Nota 16 (a))		
Ações preferenciais – 2010 – 5.602.042.788 ações e 2009 – 3.700.729.396 ações	45.840	15.106
Ações ordinárias – 2010 – 7.442.454.142 ações e 2009 – 5.073.347.344 ações	63.906	21.088
Capital adicional pago	(86)	707
Lucros acumulados		
Apropriados	47.147	36.987
A apropriar	13.758	15.062
Outros resultados abrangentes acumulados		
Ajustes acumulados de conversão	13.539	6.743
Ajustes de reservas de benefícios pós-aposentadoria, líquidos de impostos ((US\$1.401) e (US\$848) em 31 de dezembro de 2010 e 2009, respectivamente) - Custos do plano de pensão e de saúde (Nota 15 (a))	(2.719)	(1.646)
Ganhos (perdas) a realizar sobre títulos disponíveis para venda, líquidos de impostos	124	24
Perda não reconhecida em hedge de fluxo de caixa, líquida de impostos	(15)	(13)
Patrimônio líquido da Petrobras	181.494	94.058
Participação de não controladores	1.903	1.362
Total do patrimônio líquido	183.397	95.420
Total do passivo e patrimônio líquido	308.683	200.270

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações contábeis consolidadas.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DO RESULTADO

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2010, 2009 e 2008

Em Milhões de Dólares Norte-Americanos

(exceto a quantidade e valores por ação)

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2010	2009	2008
Vendas de produtos e serviços	150.852	115.892	146.529
Menos:			
ICMS e outros impostos sobre vendas e serviços	(26.459)	(20.909)	(25.046)
Contribuição de intervenção no domínio econômico - CIDE	(4.341)	(3.114)	(3.226)
Receita operacional líquida	120.052	91.869	118.257
Custo das vendas	(70.694)	(49.251)	(72.865)
Depreciação, exaustão e amortização	(8.507)	(7.188)	(5.928)
Exploração, incluindo poços exploratórios secos	(1.981)	(1.702)	(1.775)
Perdas com ativos ("impairment") (Nota 9 (c) e Nota 20 (b))	(402)	(319)	(519)
Despesas de vendas, gerais e administrativas	(8.977)	(7.020)	(7.429)
Despesas com pesquisa e desenvolvimento	(993)	(681)	(941)
Despesas com benefícios aos participantes aposentados	(752)	(719)	(841)
Outras despesas operacionais	(3.588)	(3.120)	(2.665)
Total de custos e despesas	(95.894)	(70.000)	(92.963)
Lucro Operacional	24.158	21.869	25.294
Participação nos resultados de empresas não consolidadas (Nota 10)	413	157	(21)
Receita financeira (Nota 13)	2.630	1.899	1.641
Despesa financeira (Nota 13)	(1.643)	(1.295)	(848)
Variações monetárias e cambiais (Nota 13)	714	(175)	1.584
Outros impostos	(523)	(333)	(433)
Outras despesas, líquidas	82	(61)	(225)
	1.673	192	1.698
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	25.831	22.061	26.992

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações contábeis consolidadas.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DO RESULTADO (Continuação)

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2010, 2009 e 2008

Em Milhões de Dólares Norte-Americanos

(exceto a quantidade e valores por ação)

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2010	2009	2008
Despesa de imposto de renda (Nota 3)			
Corrente	(3.396)	(4.378)	(6.904)
Diferido	(2.960)	(860)	(2.355)
	<u>(6.356)</u>	<u>(5.238)</u>	<u>(9.259)</u>
Lucro líquido do exercício	<u>19.475</u>	<u>16.823</u>	<u>17.733</u>
Mais/(Menos): Lucro líquido atribuível aos acionistas não controladores	(291)	(1.319)	1.146
Lucro líquido do exercício atribuível a Petrobras	<u>19.184</u>	<u>15.504</u>	<u>18.879</u>
Lucro líquido aplicável a cada classe de ações			
Ordinárias	11.043	8.965	10.916
Preferenciais	8.141	6.539	7.963
Lucro líquido do exercício atribuível a Petrobras	<u>19.184</u>	<u>15.504</u>	<u>18.879</u>
Lucro básico e diluído por: (Nota 16 (e))			
Ação Ordinária e Preferencial	1.94	1.77	2.15
ADS Ordinária e Preferencial	3.88	3.54	4.30
Média ponderada do número de ações em circulação:			
Ordinárias	5.683.061.430	5.073.347.344	5.073.347.344
Preferenciais	4.189.764.635	3.700.729.396	3.700.729.396

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações contábeis consolidadas.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DOS FLUXOS DE CAIXA
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2010, 2009 e 2008
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2010	2009	2008
Fluxos de caixa de atividades operacionais			
Lucro líquido do exercício	19.475	16.823	17.733
Ajustes para conciliação do lucro líquido com o caixa líquido gerado por atividades operacionais:			
Depreciação, exaustão e amortização	8.507	7.188	5.928
Custos com poços secos	1.201	1.251	808
Participação nos resultados de empresas não consolidadas	(413)	(157)	21
Perda (ganho) com variações cambiais	(401)	(1.051)	2.211
Perdas com ativos ("impairment")	402	319	519
Imposto de renda e contribuição social diferidos	2.960	860	2.355
Outras	942	(9)	617
Ajustes de capital de giro:			
Aumento de contas a receber, líquidas	(2.347)	(777)	(1.098)
Aumento dos estoques	(427)	(672)	(568)
(Redução) aumento adiantamentos a fornecedores	454	(428)	(1.684)
Aumento impostos a recuperar	(1.749)	(882)	(1.431)
Aumento contas a pagar	251	206	2.246
(Redução) aumento de impostos a pagar	(668)	1.086	(207)
Aumento de benefícios pós-aposentadoria para empregados - pensão e de saúde	572	323	795
Aumento de Contingências	226	42	114
Aumento de salários e encargos sociais	387	244	282
Aumento (redução) de outros ajustes de capital de giro	(877)	554	(421)
Caixa líquido gerado por atividades operacionais	28.495	24.920	28.220
Fluxos de caixa das atividades de investimento			
Adições ao imobilizado	(45.078)	(35.134)	(29.874)
Investimentos em coligadas	(2.276)	(240)	452
Títulos e valores mobiliários e demais investimentos	(15.666)	254	(44)
Caixa líquido utilizado nas atividades de investimento	(63.020)	(35.120)	(29.466)
Fluxos de caixa das atividades de financiamento			
Capitalizações (gasto na emissão de ações)	(279)	-	-
Aquisição de participação de minoritários	(350)	-	-
Dívida líquida sob a linha de crédito	-	1.100	-
Financiamentos a curto prazo, líquidos de captações e pagamentos	460	1.286	380
Captações e reduções de financiamentos a longo prazo	20.189	27.345	15.049
Pagamentos do principal sobre financiamentos a longo prazo	(9.898)	(5.084)	(7.904)
Emissão de ações ordinárias e preferenciais	30.563	-	-
Dividendos e juros sobre capital próprio pagos a acionistas e minoritários	(5.299)	(7.712)	(4.747)
Caixa líquido utilizado em atividades de financiamento	35.386	16.935	2.778
Aumento (redução) em caixa e equivalentes a caixa	861	6.735	1.532
Efeito das variações cambiais sobre caixa e equivalentes a caixa	603	2.935	(2.020)
Caixa e equivalentes a caixa no início do exercício	16.169	6.499	6.987
Caixa e equivalentes a caixa no fim do exercício	17.633	16.169	6.499

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações contábeis consolidadas.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DOS FLUXOS DE CAIXA (Continuação)
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2010, 2009 e 2008
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2010	2009	2008
Informações adicionais aos fluxos de caixa:			
Valores pagos durante o exercício			
Juros, líquidos do montante capitalizado	3.700	3.059	2.304
Imposto de renda e contribuição social	2.816	4.929	6.271
Imposto de renda retido na fonte sobre as aplicações financeiras	1.746	2.224	1.176
	<u>8.262</u>	<u>10.212</u>	<u>9.751</u>
Transações de investimentos e financiamentos durante o exercício que não envolvem caixa			
Reconhecimento de provisão para abandono de ativos – ASC Tópico 410-20	1.088	(423)	75
Aquisição de ativo imobilizado em crédito	-	70	-
Aquisição de ativos fixos contratuais com transferência de benefícios, riscos e controle de bens	-	63	6
Aumento de capital com Letras Financeiras do Tesouro utilizadas para o pagamento de parte do contrato de Cessão Onerosa	39.768	-	-
	<u>40.856</u>	<u>(290)</u>	<u>81</u>

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações contábeis consolidadas.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2010, 2009 e 2008

Em Milhões de Dólares Norte-Americanos (exceto a quantidade e valores por ação)

	Exercício findo em 31 de dezembro		
	2010	2009	2008
Ações preferenciais			
Saldo em 1º de janeiro	15.106	15.106	8.620
Aumento de capital com reserva de capital (Nota 16 (a))	171	-	251
Aumento de capital com reserva legal	300	-	-
Aumento de capital com reserva de lucros a distribuir (Nota 16(a))	1.580	-	6.235
Capitalização	28.683	-	-
Saldo em 31 de dezembro	45.840	15.106	15.106
Ações ordinárias			
Saldo em 1º de janeiro	21.088	21.088	12.196
Aumento de capital com reserva de capital (Nota 16 (a))	125	-	345
Aumento de capital com reserva legal	219	-	-
Aumento de capital com reserva de lucros a distribuir (Nota 16 (a))	1.152	-	8.547
Capitalização	41.322	-	-
Saldo em 31 de dezembro	63.906	21.088	21.088
Capital adicional pago			
Saldo em 1º de janeiro	707	-	-
Variação no exercício	(514)	707	-
Custos na emissão de ações	(279)	-	-
Saldo em 31 de dezembro	(86)	707	-
Outros resultados negativos abrangentes acumulados menos			
Ajustes acumulados de conversão			
Saldo em 1º de janeiro,	6.743	(15.846)	4.155
Variação no exercício	6.796	22.589	(20.001)
Saldo em 31 de dezembro	13.539	6.743	(15.846)
Ajuste de reservas de benefícios pós-aposentadoria, líquidos de impostos – custos de plano de pensão e saúde			
Saldo em 1º de janeiro	(1.646)	37	(2.472)
Outras reduções (aumentos)	(1.626)	(2.550)	3.801
Efeito tributário nos itens acima	553	867	(1.292)
Saldo em 31 de dezembro	(2.719)	(1.646)	37

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO (Continuação)

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007

Em Milhões de Dólares Norte-Americanos (exceto a quantidade e valores por ação)

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2010	2009	2008
Ganhos (perdas) a apropriar sobre títulos disponíveis para venda, líquidos de impostos			
Saldo em 1º de janeiro	24	(144)	331
Ganhos (perdas) a realizar	151	255	(490)
Ganhos realizados	-	-	(229)
Efeito tributário nos itens acima	(51)	(87)	244
Saldo em 31 de dezembro	124	24	(144)
Perda não reconhecida em hedge de fluxo de caixa, líquida de impostos			
Saldo em 1º de janeiro	(13)	(39)	(9)
Variação no exercício	(2)	26	(30)
Saldo em 31 de dezembro	(15)	(13)	(39)
Lucros acumulados apropriados			
Reserva de capital - incentivo fiscal			
Saldo em 1º de janeiro	296	221	877
Aumento de capital	(296)	-	(596)
Transferência de lucros acumulados não apropriados	-	75	(60)
Saldo em 31 de dezembro	-	296	221
Reserva legal			
Saldo em 1º de janeiro	5.419	3.257	4.297
Transferência de lucros acumulados não apropriados, líquidos de ganho ou perda na conversão	1.124	2.162	(1.040)
Saldo em 31 de dezembro	6.543	5.419	3.257
Reserva de lucros não distribuídos			
Saldo em 1º de janeiro	30.755	12.123	30.280
Aumento de capital	(2.732)	-	(14.782)
Transferência de lucros acumulados não apropriados, líquidos de ganho ou perda na conversão	12.344	18.632	(3.375)
Saldo em 31 de dezembro	40.367	30.755	12.123
Reserva estatutária			
Saldo em 1º de janeiro	517	216	286
Aumento de capital	(520)	-	-
Transferência de lucros acumulados não apropriados, líquidos de ganho ou perda na conversão	240	301	(69)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO (Continuação)

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2010, 2009 e 2008

Em Milhões de Dólares Norte-Americanos (exceto a quantidade e valores por ação)

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2010	2009	2008
Saldo em 31 de dezembro	237	517	217
Total de lucros acumulados apropriados	47.147	36.987	15.818
Lucros acumulados a apropriar			
Saldo em 1º de janeiro	15.062	25.889	6.618
Lucro líquido do exercício atribuível a Petrobras	19.184	15.504	18.879
Dividendos e juros sobre o capital próprio (por ação: 2010 - US\$0,69 por ação ordinária e preferencial; 2009 - US\$0,59 por ação ordinária e preferencial; 2008 - US\$0,47 por ação ordinária e preferencial)	(6.780)	(5.161)	(4.152)
Apropriação para reservas de incentivos fiscais	-	(75)	-
Apropriação para reservas	(13.708)	(21.095)	4.544
Saldo em 31 de dezembro	13.758	15.062	25.889
Patrimônio líquido total da Petrobras	181.494	94.058	61.909
Participação de não controladores			
Saldo em 1º de janeiro	1.362	659	2.332
Lucro líquido do exercício	291	1.319	(1.146)
Dividendos e juros sobre capital próprio pagos	36	-	(358)
Transferência para capital adicional pago	103	(707)	-
Outros aumentos (reduções)	111	91	(169)
Saldo em 31 de dezembro	1.903	1.362	659
Total do patrimônio líquido	183.397	95.420	62.568
O lucro (prejuízo) abrangente é composto como segue:			
Lucro líquido do exercício	19.475	16.823	17.733
Ajustes acumulados de conversão	6.796	22.589	(20.001)
Ajustes de reservas de benefícios pós-aposentadoria, líquidos de impostos - planos de pensão e saúde	(1.073)	(1.683)	2.509
Ganhos (perdas) a realizar sobre títulos disponíveis para venda	100	168	(475)
Ganhos (perdas) não reconhecidos em <i>hedge</i> de fluxo de caixa	(2)	26	(30)
Lucro abrangente total	25.296	37.923	(264)
Menos: Resultado abrangente líquido atribuível às participações de não controladores	(402)	(1.410)	1.315
Resultado abrangente atribuível a Petrobras	24.894	36.513	1.051

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações contábeis consolidadas.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

1. A Companhia e suas Operações

A Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras é a companhia petrolífera estatal brasileira e, diretamente ou por meio de suas controladas (denominadas, em conjunto, “Petrobras” ou a “Companhia”), dedica-se à exploração, prospecção e produção de petróleo, de xisto betuminoso e de outros minerais, e ao refino, processamento, comercialização e transporte de petróleo, derivados de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, além de outras atividades relacionadas à energia. Adicionalmente, a Petrobras pode empreender pesquisa, desenvolvimento, produção, transporte, distribuição e comercialização de todas as formas de energia, bem como outras atividades correlatas ou afins.

2. Sumário das Principais Práticas Contábeis

Na preparação destas demonstrações contábeis consolidadas, a Companhia adotou práticas contábeis que estão de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América (“U.S. GAAP”). A preparação destas demonstrações contábeis requer que sejam utilizadas estimativas e premissas que afetam o ativo, o passivo, as receitas e as despesas apresentadas nas demonstrações contábeis, bem como os valores incluídos nas notas mencionadas.

As estimativas adotadas pela administração incluem: reservas de petróleo e gás, obrigações de planos de pensão e de saúde, depreciação, exaustão e amortização, custos de abandono, valor justo de instrumentos financeiros, contingências, imposto de renda e contribuição social. Embora a Companhia utilize suas melhores estimativas e julgamentos, os resultados reais podem apresentar diferenças em relação às mencionadas estimativas, em decorrência de eventos futuros que possam ocorrer.

Alguns valores relativos aos exercícios anteriores foram reclassificados para melhor comparabilidade com o exercício atual. Estas reclassificações não são significativas para as demonstrações financeiras consolidadas e não tiveram impacto no lucro líquido da Companhia.

Os eventos subsequentes a 31 de dezembro de 2010 foram avaliados até o arquivamento do Formulário 6-K na *Securities and Exchange Commission*.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

2. Sumário das Principais Práticas Contábeis (Continuação)

a) Base de preparação das demonstrações contábeis

As demonstrações contábeis consolidadas da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras (a Companhia) foram elaboradas de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos (U.S. GAAP) e com as normas e regulamentações promulgadas pela Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio dos Estados Unidos da América (“*Securities and Exchange Commission*” - SEC). Os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América diferem, em certos aspectos, das Normas Internacionais de Contabilidade International Financial Reporting Standards (IFRS) emanadas do International Financial Reporting Standards Board (IASB) aplicadas pela Petrobras em suas demonstrações contábeis societárias, preparadas de acordo com a Lei das Sociedades por Ações e as regulamentações promulgadas pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM). A legislação societária brasileira foi modificada em 2007 para permitir o processo de convergência das práticas contábeis brasileiras com as Normas Internacionais de Contabilidade – IFRS, sendo que a Petrobras optou por apresentar pela primeira vez suas demonstrações contábeis locais em conformidade com o IFRS no primeiro trimestre de 2010 (para maiores detalhes, vide Nota 2 – item p).

Os valores expressos em dólares norte-americanos para os anos apresentados foram convertidos com base nos valores em reais de acordo com a Codificação dos Padrões de Contabilidade - ASC Tópico 830 - Conversão de Moeda Estrangeira, aplicável a entidades que operam em economias não hiper-inflacionárias. Transações ocorridas em moeda estrangeira são primeiramente remensuradas para reais e então convertidas para dólares norte-americanos, com os ganhos e perdas remensurados sendo reconhecidos na demonstração de resultado. Embora a Petrobras tenha adotado o dólar norte-americano como moeda de apresentação de suas demonstrações contábeis, sua moeda funcional, assim como a de todas as suas subsidiárias brasileiras, é o real. A moeda funcional da Petrobras International Finance Company - PifCo e de algumas subsidiárias e de certas sociedades de propósito específico que operam no exterior é o dólar norte-americano e a moeda funcional da Petrobras Argentina é o peso argentino.

A Companhia converteu todos os ativos e passivos para dólares norte-americanos à taxa de câmbio corrente (R\$1.666 e R\$1.741 para US\$1,00 em 31 de dezembro de 2010 e de 2009, respectivamente), e todas as contas nas demonstrações de resultado e dos fluxos de caixa (inclusive valores relativos à indexação à moeda local e variações de câmbio sobre ativos e passivos em moeda estrangeira) às taxas médias vigentes durante o exercício. O ganho líquido de conversão no montante de US\$6.796 em 2010 (perda líquida de conversão em 2009 - US\$22.589 e ganho líquido de conversão em 2008 – US\$20.001), resultante deste processo de remensuração, foi excluído do resultado do exercício e apresentado como ajustes acumulados de conversão (“CTA”) em “outros resultados abrangentes acumulados” nas demonstrações consolidadas de mutações do patrimônio líquido.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

2. Sumário das Principais Práticas Contábeis (Continuação)

b) Princípios de consolidação

As demonstrações contábeis consolidadas incluem as contas da Companhia e de todas as empresas controladas nas quais (a) a Companhia mantém o controle acionário direto ou indireto ou controle financeiro, ou (b) a Companhia se considera a principal beneficiária de uma entidade com participações variáveis, de acordo com o Tópico de Codificação 810-10-25 (“Entidades de Participação Variável”). Todos os saldos e transações inter-companhias significativos são eliminados na consolidação.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

2. Sumário das Principais Práticas Contábeis (Continuação)

b) Princípios de consolidação (Continuação)

A seguir são apresentadas as empresas subsidiárias e entidades com participações variáveis, que são incluídas na consolidação:

Subsidiárias	Atividade
Petrobras Química S.A. - Petroquisa e subsidiárias	Petroquímica
Petrobras Distribuidora S.A. - BR e subsidiárias	Distribuição
Braspetro Oil Services Company - Brasoil e subsidiárias	Operações internacionais
Braspetro Oil Company - BOC e subsidiárias	Operações internacionais
Petrobras International Braspetro B.V. - PIBBV e subsidiárias	Operações internacionais
Petrobras Gás S.A. - Gaspetro e subsidiárias	Transporte de gás
Petrobras International Finance Company - PifCo e subsidiárias	Financeira
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro e subsidiárias	Transportes
Downstream Participações Ltda. e subsidiárias	Refino e distribuição
Petrobras Netherlands BV - PNBV e subsidiárias	Exploração e Produção
Petrobras Comercializadora de Energia Ltda. – PBEN	Energia
Petrobras Negócios Eletrônicos S.A. - E-Petro e subsidiárias	Corporativo
5283 Participações Ltda.	Corporativo
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	Corporativo
FAFEN Energia S.A. e subsidiárias	Energia
Baixada Santista Energia Ltda.	Energia
Sociedade Fluminense de Energia Ltda. – SFE	Energia
Termoçu S.A.	Energia
Termobahia S.A.	Energia
Termo Ceará Ltda.	Energia
Termorio S.A.	Energia
Termomacaé Ltda.	Energia
Termomacaé Comercializadora de Energia Ltda.	Energia
Ibiritermo S.A.	Energia
Usina Termelétrica de Juiz de Fora S.A.	Energia
Petrobras Biocombustível S.A.	Energia
Companhia Locadora de Equipamentos Petrolíferos S.A. – CLEP	Exploração e Produção
Comperj Participações S.A.	Petroquímica
Comperj Petroquímicos Básicos S.A.	Petroquímica
Comperj PET S.A.	Petroquímica
Comperj Estirênicos S.A.	Petroquímica
Comperj MEG S.A.	Petroquímica
Comperj Poliolefinas S.A.	Petroquímica
Refinaria Abreu e Lima S.A.	Refino
Cordoba Financial Services GmbH – CFS e subsidiárias	Corporativo
Cayman Cabiunas Investments Co.	Exploração e Produção
Breitener Energética S.A.	Energia

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

2. Sumário das Principais Práticas Contábeis (Continuação)

b) Princípios de consolidação (Continuação)

Entidades de propósito específico consolidadas de acordo com o Tópico ASC 810-10-25	Atividade
Albacora Japão Petróleo Ltda.	Exploração e Produção
Companhia de Desenvolvimento e Modernização de Plantas Industriais - CDMPI	Refino
PDET Offshore S.A.	Exploração e Produção
Companhia de Recuperação Secundária S.A.	Exploração e Produção
Nova Transportadora do Nordeste S.A. – NTN	Transportes
Nova Transportadora do Sudeste S.A. - NTS	Transportes
Gasene Participações Ltda.	Transportes
Charter Development LLC- CDC	Exploração e Produção
Companhia Mexilhão do Brasil	Exploração e Produção
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios não-padronizados do Sistema Petrobras (1)	Corporativo

(1) Em 31 de dezembro de 2010, a Companhia mantinha recursos investidos no Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Não-Padronizados do Sistema Petrobras - “FIDC-NP”. Este fundo de investimento tem por função, basicamente, adquirir direitos creditórios, exercidos e/ou não, no Sistema Petrobras de empresas, e visa a otimizar a administração de caixa da Companhia.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

2. Sumário das Principais Práticas Contábeis (Continuação)

c) Caixa e equivalentes a caixa

Caixa e equivalentes a caixa estão representados por aplicações de alta liquidez, que são prontamente conversíveis em numerário, com vencimento em três meses ou menos da data de aquisição.

d) Títulos e valores mobiliários

Títulos e valores mobiliários foram classificados pela Companhia como disponíveis para venda, mantidos até o vencimento ou para negociação com base nas estratégias da administração relativas a tais títulos e valores mobiliários. A Companhia classifica e contabiliza títulos e valores mobiliários sob o Tópico ASC 320 – Investimentos:

- Títulos e valores mobiliários para negociação são marcados a mercado através dos rendimentos do atual período;
- Títulos e valores mobiliários disponíveis para venda são marcados a mercado através de outros resultados abrangentes;
- Títulos e valores mobiliários mantidos até o vencimento são contabilizados pelo custo amortizado;

Os juros e atualização monetária dos títulos e valores mobiliários são registrados na demonstração de resultados. Não houve transferências significativas entre categorias.

e) Estoques

Os estoques estão demonstrados como segue:

- As matérias-primas compreendem principalmente os estoques de petróleo bruto, que estão demonstrados pelo valor médio de importação ou dos custos de produção, ajustados, quando aplicável, ao valor de realização;
- Os derivados de petróleo e álcool combustível são demonstrados, respectivamente, ao custo médio de refino e de compra, ajustados, quando aplicável, ao valor de realização;
- Os materiais e suprimentos são demonstrados ao custo médio de compra, não excedendo ao valor de reposição e as importações em andamento são demonstradas ao custo identificado.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

2. Sumário das Principais Práticas Contábeis (Continuação)

f) Participações em empresas não consolidadas

A Companhia adota o método de equivalência patrimonial para contabilização de todos os investimentos de longo prazo em que ela detenha entre 20% e 50% do capital votante da investida e/ou exerça influência significativa sobre as políticas operacionais e financeiras da investida sem ter o controle da mesma. O método de equivalência patrimonial requer ajustes periódicos na conta de investimento para fins de reconhecimento da participação proporcional da Companhia nos resultados da investida, líquida de recebimento de dividendos.

g) Imobilizado

- *Custos incorridos em atividades de produção de petróleo e gás*

Os custos incorridos com exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás são registrados de acordo com o método de “esforços bem sucedidos”. Esse método requer que sejam capitalizados os custos incorridos pela Companhia referentes aos trabalhos de perfuração de poços e instalações de desenvolvimento em áreas de produção com reservas provadas e poços exploratórios bem-sucedidos. Além disso, os custos incorridos pela Companhia referentes as atividades geológicas e geofísicas são lançados a resultado no exercício em que foram incorridos e os custos relacionados a poços exploratórios secos em áreas com reservas não provadas são lançados a resultado ao serem considerados secos ou inviáveis economicamente.

- *Custos capitalizados*

Os custos capitalizados são depreciados com base no método de unidades produzidas com base nas reservas provadas desenvolvidas. Essas reservas são estimadas pelos geólogos e engenheiros de petróleo da Companhia de acordo com as normas da SEC e são revisadas anualmente ou com maior frequência quando houver indicações de mudanças significativas.

- *Custos de aquisição de ativos*

Custos de aquisições de campos desenvolvidos ou a desenvolver, incluindo bônus de assinatura, corretagem e outros encargos são capitalizados. Os custos de campos a desenvolver que se tornam produtivos são transferidos para uma conta de campos produtivos.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

2. Sumário das Principais Práticas Contábeis (Continuação)

g) Imobilizado (Continuação)

- *Custos de exploração*

Poços de exploração nos quais se encontram petróleo e gás em áreas que necessitam de maiores investimentos antes do início da fase de produção são avaliados anualmente de modo a assegurar que quantidades de reservas comercializáveis tenham sido encontradas, ou que atividades de exploração adicionais estejam em andamento ou tenham sido planejadas. Os custos de exploração relativos a áreas com reservas comercializáveis que tenham sido descobertas são capitalizados, e os custos de exploração relativos a áreas para as quais existam atividades de exploração adicionais em andamento ou planejadas continuam a ser capitalizados até nova avaliação. Os custos de exploração de poços que não se enquadram nesses testes são contabilizados como despesas. Todos os demais custos de exploração (incluindo os custos geológicos e geofísicos) são registrados como despesas, quando incorridos. Custos relativos a poços secos são registrados como despesas.

- *Custos de desenvolvimento*

Os custos de desenvolvimento de poços, incluindo poços, plataformas, equipamentos para exploração de poços e equipamentos acessórios de produção são capitalizados.

- *Custos de produção*

Os custos com poços produtivos são contabilizados em estoques e debitados em resultados na venda dos produtos.

- *Custos de abandono*

A Companhia efetua sua revisão anual e ajuste de sua estimativa de gastos associados com abandono de poços e desmantelamento de áreas de produção de óleo e gás com base em novas informações sobre a data esperada e estimativas de custo de abandono. As alterações nas obrigações estimadas de desativação de bens possuem relação basicamente com a declaração comercial de novos campos, determinadas alterações de estimativas de custo, e revisões nas informações de abandono relativas a *joint ventures* não operadas, considerando a vida útil econômica dos campos e os fluxos de caixas esperados, trazidos a valor presente, a uma taxa de juros livre de riscos, ajustada pelo risco da Petrobras.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

2. Sumário das Principais Práticas Contábeis (Continuação)

g) Imobilizado (Continuação)

- **Depreciação, exaustão e amortização**

A depreciação, exaustão e amortização dos custos de aluguéis dos imóveis produtivos são lançadas pelo método de unidades produzidas, com base em cada campo, em relação à produção de reservas provadas e desenvolvidas. A plataforma de produção sujeita ao arrendamento mercantil que não está vinculada aos respectivos poços sofre depreciação pelo método linear com base na vida útil estimada. A depreciação, exaustão e amortização de todos os demais custos capitalizados (tanto tangíveis quanto intangíveis) relativos às reservas provadas de petróleo e gás são contabilizadas pelo método de unidades produzidas individualmente, por campo, em proporção às reservas provadas e desenvolvidas. O método linear é utilizado para ativos cuja vida útil estimada é menor que a do campo.

Os demais bens do imobilizado são depreciados em base linear durante sua vida útil estimada, com base nas seguintes vidas úteis estimadas:

Classe de ativos	Vida útil média ponderada
Edificações e benfeitorias	25 anos (25-40 anos)
Equipamentos e outros ativos	20 anos (3-31 anos)

- **Perdas no valor de recuperação de ativos (“impairment”)**

De acordo com o Item de Codificação 360-10, a administração revisa os ativos de longo prazo, principalmente o imobilizado, a serem utilizados nas operações e custos capitalizados relativos às atividades de produção de petróleo e gás, quando quaisquer eventos ou mudanças nas circunstâncias indicarem que o valor contábil de um ativo ou grupo de ativos pode não ser recuperado com base em fluxos de caixa futuros não-descontados. As revisões são efetuadas ao menor nível de ativos para os quais a Companhia conseguir atribuir fluxos de caixa futuros identificáveis. O valor contábil líquido dos correspondentes ativos é ajustado ao valor justo com base no modelo de fluxo de caixa descontado futuro, se a soma do fluxo de caixa futuro não descontado esperado for inferior ao valor contábil.

As principais premissas dos fluxos de caixa são: preços com base no último plano estratégico apresentado, curvas de produção relativas a projetos existentes constantes da carteira da Companhia, custos operacionais de mercado bem como os investimentos necessários para a conclusão de projetos.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

2. Sumário das Principais Práticas Contábeis (Continuação)

g) Imobilizado (Continuação)

- *Manutenção e reparos*

Manutenção e reparos, sem que estes impliquem em melhoramentos significativos, são contabilizados em despesas à medida que ocorrerem, bem como as grandes manutenções planejadas. Os gastos que prorrogam a vida útil de forma expressiva, aumentam a capacidade ou melhoram a eficiência de bens já existentes, são capitalizados.

- *Juros capitalizados*

Os juros são capitalizados de acordo com o Item de Codificação 835-20 - Capitalização de Despesas com Juros. Os juros são capitalizados em projetos específicos quando for despendido tempo considerável para construção e quando forem envolvidos maiores gastos. Os juros capitalizados são alocados ao ativo imobilizado e amortizados ao longo das vidas úteis estimadas ou método de unidades produzidas dos respectivos ativos. Os juros são capitalizados pelo custo médio ponderado das taxas captadas nos financiamentos.

h) Receitas, custos e despesas

As receitas de vendas do petróleo bruto e derivados, produtos petroquímicos, gás natural e produtos correlatos, são reconhecidas na transferência da posse ao cliente, porque nesta ocasião pode-se mensurar com razoável certeza o volume, a cobrança está garantida, dentro do razoável, há comprovação convincente de uma operação, o preço do vendedor ao comprador encontra-se fixo ou passível de determinação e foram transferidos os riscos e benefícios significativos da propriedade. Transfere-se a posse ao cliente por ocasião da entrega, consonante às condições dos contratos de venda. As receitas da produção dos campos de gás natural, nos quais a Petrobras detém participação junto com outros produtores, são reconhecidas com base nos volumes efetivamente vendidos durante o período. Ajustes posteriores decorrentes de diferenças apuradas com base em contratos de produção compartilhada e em volumes entregues não são significativos. Os custos e as despesas são contabilizados pelo regime de competência. Compras e vendas de estoques com a mesma contraparte são combinadas e registradas em base líquida sob “Custo de Vendas” nas demonstrações consolidadas de resultado.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

2. Sumário das Principais Práticas Contábeis (Continuação)

i) Imposto de renda e contribuição social

A Companhia contabiliza o imposto de renda e a contribuição social de acordo com o Tópico de Codificação 740 – Contabilização de Receitas, que estabelece uma abordagem ativa e passiva para registro de impostos correntes e diferidos. Os ativos e passivos tributários diferidos são reconhecidos para as futuras consequências fiscais atribuíveis às diferenças entre os valores contábeis dos ativos e passivos existentes nas demonstrações financeiras, e suas respectivas bases de cálculo e prejuízo operacional e transportes de créditos fiscais. Os ativos e passivos tributários são mensurados mediante a utilização das alíquotas tributárias que se estima estarão em vigor para o lucro tributável nos exercícios nos quais se espera que tais diferenças temporárias sejam recuperadas ou liquidadas. Reconhece-se o efeito sobre as receitas da mudança da alíquota tributária dos ativos e passivos tributários, no período que inclui a data de sua entrada em vigor.

A Companhia contabiliza crédito tributário sobre todos os prejuízos fiscais operacionais líquidos como imposto de renda e contribuição social diferidos e reconhece uma provisão para perdas sobre qualquer parcela do imposto que a administração acredita que não será recuperada contra lucro tributável futuro, utilizando o critério de “mais provável que improvável”.

De acordo com o Tópico de Codificação 740–10, a Companhia reconhece o efeito de uma posição de imposto de renda apenas caso a referida posição tenha grande possibilidade de sustentação quando analisada, com base nos méritos técnicos da posição. Avalia-se a posição reconhecida do imposto de renda pelo maior valor com mais de 50% de probabilidade de realização. As alterações no reconhecimento ou avaliação constam do período no qual ocorrer a alteração ou apuração. A Companhia lança os juros e penalidades relativos aos benefícios fiscais não reconhecidos em “Outras despesas.”

j) Benefícios pós-aposentadoria de funcionários

A Companhia patrocina um plano de pensão de benefício definido com cobertura substancial a todos seus funcionários, com a contabilização e divulgação pela Companhia de acordo com Item de Codificação 715 – Remuneração - Benefícios de Aposentadoria.

Adicionalmente, a Companhia proporciona certos benefícios de saúde para funcionários aposentados e seus dependentes. O custo desses benefícios é reconhecido de acordo com o Item de Codificação 715 – Remuneração - Benefícios de Aposentadoria.

A Companhia também contribui para os planos nacionais de pensão e seguridade social de subsidiárias internacionais, cujos percentuais são baseados na folha de pagamento, sendo essas contribuições levadas ao resultado quando incorridas. Demais indenizações podem ser pagas por ocasião de demissões não-voluntárias de funcionários; no entanto, com base nos planos operacionais atuais, a Administração não acredita que quaisquer valores pagos a esse título serão significativos.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

2. Sumário das Principais Práticas Contábeis (Continuação)

k) Lucro por ação

Os lucros por ação são computados utilizando-se o método de duas classes, uma fórmula de apropriação de lucros que determina lucros por ação para ações preferenciais, consideradas como título de participação nos lucros, e para as ações ordinárias, como se todo o lucro líquido de cada exercício tivesse sido distribuído com base em fórmula pré determinada e descrita na Nota 16(f).

l) Contabilização de derivativos e operações de hedge

A Companhia adota o Item de Codificação 815 – Derivativos e *Hedging*, juntamente com suas alterações e interpretações, referidos coletivamente neste instrumento como “ASC 815”. Essas regras estabelecem que todos os instrumentos derivativos devem ser contabilizados no balanço da Companhia, tanto no ativo quanto no passivo, e mensurado pelo valor justo. O ASC 815 estabelece que mudanças ocorridas no valor justo de tais derivativos devem ser contabilizadas na demonstração de resultado a não ser que se cumpram critérios específicos de contabilização de *hedge* e seja definido pela Companhia. No caso dos derivativos denominados *hedge* contábil, os ajustes de valor justo serão registrados nas demonstrações de resultado ou em “Outros resultados abrangentes acumulados”, um componente do patrimônio líquido, dependendo do tipo de *hedge* contábil e do grau de efetividade do *hedge*.

A Companhia se utiliza de instrumentos financeiros derivativos, não definidos como *hedge* contábil, para reduzir o risco de variações desfavoráveis nos preços de compra do petróleo bruto. Tais instrumentos são marcados a mercado com os ganhos ou perdas associados reconhecidos como “Receita financeira” ou “Despesa financeira”.

A Companhia também utiliza instrumentos financeiros *non-hedging* com o intuito de mitigar o risco sobre as variações desfavoráveis que possam ocorrer com as moedas estrangeiras, denominadas *funding*. Ganhos e perdas decorrentes das alterações no valor justo de tais contratos são reconhecidos como “Receita financeira” ou “Despesa financeira”.

A Companhia também pode utilizar instrumentos financeiros derivativos para se proteger das mudanças nas taxas de juros em diversas moedas. Esses instrumentos, assim como os riscos protegidos, são contabilizados de acordo com o modelo do fluxo de caixa. De acordo com esse modelo, os ganhos e perdas decorrentes do instrumento derivativo são diferidos e registrados em “Outros resultados abrangentes acumulados” até o momento em que a transação objeto de *hedge* tenha impacto sobre os lucros, com exceção do *hedge* sem efetividade, que é registrado diretamente nas demonstrações de resultado.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

2. Sumário das Principais Práticas Contábeis (Continuação)

m) Pronunciamentos contábeis recentemente emitidos

- *Ágio e Demais Ativos Intangíveis (Tópico 350): Quando realizar a 2ª etapa do teste de redução do valor recuperável para unidades geradoras de caixa com valor contábil nulo ou negativo – (ASU 2010-28)*

A ASU 2010-28 estabelece quando se realizar a 2ª etapa do teste de redução do valor recuperável para unidades geradoras de caixa com valor contábil nulo ou negativo. Segundo esta nova diretriz, a companhia deve considerar se existe a probabilidade de haver redução do valor recuperável para toda unidade geradora de caixa com valor contábil nulo ou negativo. Caso seja constatada a redução do valor recuperável, deve-se então realizar a segunda etapa do teste. A Companhia não tem ágio registrado em unidades geradoras de caixa com valor contábil nulo ou negativo.

n) Pronunciamentos contábeis recentemente adotados

- *Transferências e Atendimento (ASC 860), Contabilização de Transferências de Ativos Financeiros (ASU 2009-16)*

O FASB emitiu o ASU 2009-16 em dezembro de 2009. Esta norma remove o conceito de uma Empresa de Finalidade Especial Habilitada (“QSPE”) e a exceção para a consolidação da QSPE, além de esclarecer as exigências para transferências de ativo financeiro elegíveis para contabilidade de vendas. O ASU 2009-16 foi adotada em 1º de janeiro de 2010, e não teve impacto nos resultados das operações da Companhia, sua situação financeira ou liquidez.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

2. Sumário das Principais Práticas Contábeis (Continuação)

n) Pronunciamentos contábeis recentemente adotados (Continuação)

- ***Consolidação (ASC 810), Melhorias nos Relatórios Financeiros por Companhias Envolvidas com Entidades de Participação Acionária Variável (ASU 2009-17)***

O FASB emitiu o ASU 2009-17 em dezembro de 2009. Esta norma entrou em vigor para a Companhia em 1º de janeiro de 2010. O ASU 2009-17 requer que a companhia avalie qualitativamente se a mesma é a principal beneficiária de uma companhia de participação patrimonial variável (“VIE”), e, se for, a VIE deve ser consolidada. Além disso, esta Declaração exige avaliações contínuas sobre uma companhia é a principal beneficiária de uma VIE. O ASU 2009-17 foi adotado em 1º de janeiro de 2010, e não teve impacto nos resultados das operações da Companhia, em sua situação financeira ou liquidez.

- ***Contas a receber (Tópico 310): Informações sobre a Qualidade de Crédito de Recebíveis Financeiros e Provisão para Perdas de Crédito (ASU 2010-20)***

O ASU 2010-20 aumenta as exigências de informação sobre recebíveis de financiamento e provisão para perdas de crédito sob o ASC - 310 Recebíveis. As divulgações existentes, em sua maioria, foram alteradas, apresentando informações mais desagregadas. O ASU 2010-20 foi adotado em dezembro de 2010 e sua adoção não alterou as divulgações existentes da Companhia.

- ***Contabilização de Planos – Planos de Contribuição Definida (Tópico 962): Empréstimos aos Participantes de Planos de Contribuição Definida (consenso da FASB Força Tarefa Sobre Questões Emergentes) (ASU 2010-25)***

O ASU 2010-25 requer que empréstimos a participantes sejam classificados como notas a receber e contabilizados pelo saldo do principal não amortizado, acrescido dos juros não pagos. O ASU 2010-25 foi adotado em dezembro de 2010, sem impacto nos resultados, posição financeira ou liquidez da Companhia, salvo pela obrigação de divulgação.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

2. Sumário das Principais Práticas Contábeis (Continuação)

o) Mudança de estimativas contábeis

A Companhia mudou no início de 2010, em virtude da avaliação periódica das vidas úteis dos elementos do seu ativo, as taxas de depreciação de usinas termelétricas e instalações do segmento de Abastecimento, com base nos relatórios elaborados pelos avaliadores independentes. As mudanças foram contabilizadas prospectivamente de acordo com o ASC Tópico 250 (Mudanças Contábeis e Correção de Erros), e os resultados das operações da Companhia foram acrescidos em US\$352, líquido de impostos, no período findo em 31 de dezembro de 2010.

A tabela abaixo mostra as taxas de depreciação anteriores e atuais decorrentes da avaliação:

Tempo de vida útil estimado	Anterior	Novo (médio)
Equipamentos de sistemas óticos	7 anos	20 anos
Equipamentos e instalações de distribuição	10 anos	14 anos
Plantas e equipamentos industriais de refino	10 anos	20 anos
Plantas e equipamentos de fertilizantes	10 anos	22 anos
Tanques de armazenamento de produtos	10 anos	26 anos
Dutos	10 anos	31 anos
Plataformas	16 anos	27 anos
Usinas termoelétricas	20 anos	23 anos
Embarcações	20 anos	25 anos

p) Adoção do IFRS para fins locais

A legislação societária brasileira foi modificada em 2007 para permitir o processo de convergência das práticas contábeis brasileiras com os Padrões Internacionais de Contabilidade – IFRS, emitidos pelo International Accounting Standards Boards - IASB. A adoção do IFRS no Brasil é obrigatória para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010 e conforme legislação tributária em vigor, os ajustes em relação à prática contábil anterior não são incluídos na determinação do tributo sobre o lucro corrente.

A Companhia optou por apresentar, pela primeira vez, suas demonstrações contábeis locais em conformidade com o IFRS no primeiro trimestre de 2010. As demonstrações contábeis da Companhia preparadas de acordo com o USGAAP não foram afetadas pela adoção inicial do IFRS, com exceção dos valores relativos a dividendos e participação nos lucros a pagar aos funcionários, os quais são calculados com base no lucro líquido para fins de IFRS.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

3. Imposto de Renda e Contribuição Social

No Brasil os impostos sobre a renda incluem o imposto de renda federal e a contribuição social, que representa um imposto federal adicional. As alíquotas oficiais para imposto de renda e contribuição social aplicáveis são de 25% e de 9%, respectivamente, nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2010, 2009 e 2008.

A receita tributável da Companhia é substancialmente gerada no Brasil e está, portanto, sujeita à alíquota fiscal estatutária brasileira.

A seguir, é apresentada a reconciliação entre os impostos calculados com base nas alíquotas nominais de 34% e a despesa de imposto de renda apresentada nas demonstrações contábeis consolidadas.

	Exercício findo em		
	31 de dezembro		
	2010	2009	2008
Lucro antes de IR, CSL e participação de não controladores			
Brasil	24.107	20.770	28.080
Internacional	1.724	1.291	(1.088)
	25.831	22.061	26.992
Despesa de imposto de renda às alíquotas nominais- (34%)	(8.783)	(7.501)	(9.177)
Ajustes para obtenção da alíquota efetiva:			
Benefícios pós-aposentadoria e plano de saúde não dedutíveis	(206)	(148)	(254)
Mudanças em provisão para perdas sobre valor de realização	(106)	(98)	(1.004)
Receitas estrangeiras sujeitas a alíquotas fiscais diferentes	339	556	25
Incentivo fiscal (1)	131	167	219
Equivalência patrimonial	104	114	(7)
Benefício fiscal sobre juros sobre capital próprio (Nota 16(f))	1.991	1.331	995
Inovações Tecnológicas	157	134	162
Impairment do ágio (Nota 17(a))	-	-	(76)
Outros	17	207	(142)
Despesa de imposto de renda de acordo com a demonstração consolidada de resultado	(6.356)	(5.238)	(9.259)

(1) Em 10 de maio de 2007, a Receita Federal do Brasil reconheceu o direito da Petrobras de deduzir esse incentivo do imposto de renda devido, compreendendo os anos fiscais de 2006 até 2015. Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2010, a Petrobras reconheceu o valor de US\$131 (US\$167 em 31 de dezembro de 2009 e US\$219 em 31 de dezembro de 2008) referente aos incentivos no Nordeste, no âmbito da Agência de Desenvolvimento do Nordeste (ADENE), que concedem uma redução de 75% do imposto de renda devido, calculado sobre o lucro da exploração de atividades incentivadas, os quais foram contabilizados pelo método de alocação integral ao resultado (*flow through method*).

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

3. Imposto de Renda e Contribuição Social (Continuação)

A tabela a seguir demonstra o imposto de renda nacional e (despesa) benefício de imposto de renda atribuída (o) ao resultado das operações:

	Exercício findo em		
	31 de dezembro		
	2010	2009	2008
Brasil:			
Corrente	(3.156)	(3.987)	(6.583)
Diferido	(2.887)	(932)	(2.463)
	<u>(6.043)</u>	<u>(4.919)</u>	<u>(9.046)</u>
Internacional:			
Corrente	(240)	(391)	(321)
Diferido	(73)	72	108
	<u>(313)</u>	<u>(319)</u>	<u>(213)</u>
Despesa de imposto de renda e contribuição social	<u>(6.356)</u>	<u>(5.238)</u>	<u>(9.259)</u>

Todos os impostos diferidos ativos e passivos lançados estão relacionados basicamente ao Brasil, sendo que não há impostos diferidos ativos e passivos significativos de localizações internacionais. Não há a compensação de impostos diferidos entre jurisdições diferentes.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

3. Imposto de Renda e Contribuição Social (Continuação)

Os principais componentes das contas de imposto de renda e contribuição social diferidos no balanço patrimonial consolidado são os seguintes:

	Em 31 de dezembro	
	2010	2009
Ativo circulante	540	669
Provisão para perdas sobre valor de realização	(5)	(8)
Passivo circulante	(1)	(15)
Imposto diferido ativo de curto prazo, líquido	534	646
Ativos não circulantes		
Obrigações com benefícios pós-aposentadoria, líquidas de ajustes das reservas de benefícios pós-aposentadoria acumulados	1.458	879
Prejuízos fiscais a compensar	2.364	2.194
Outras diferenças temporárias, não significativas individualmente	801	1.091
Provisão para perdas sobre valor de realização	(1.803)	(1.691)
	2.820	2.473
Exigível a longo prazo		
Custos de exploração e desenvolvimento capitalizados	(11.292)	(8.912)
Imobilizado	(1.597)	(1.609)
Variação cambial	(1.390)	(995)
Outras diferenças temporárias, não significativas individualmente	(928)	(526)
	(15.207)	(12.042)
Imposto diferido passivo de longo prazo, líquido	(12.387)	(9.569)
Imposto diferido ativo de longo prazo	317	275
Imposto diferido passivo de longo prazo	(12.704)	(9.844)
Imposto diferido passivo líquido	(11.853)	(8.923)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

3. Imposto de Renda e Contribuição Social (Continuação)

A Companhia possui prejuízo fiscal diferido, no valor de US\$1.313 em 31 de dezembro de 2010, o qual acha-se disponível para a compensação de receitas futuras tributáveis, limitados a 30% da receita tributável de cada exercício individual. No Brasil, os prejuízos fiscais podem ser transportados indefinidamente. A administração crê que para os benefícios fiscais quando a provisão de valorização seja mais provável que a mesma realizará os benefícios fiscais em no máximo dez anos.

A Companhia possui prejuízo fiscal diferido no exterior, no valor de US\$5.684 em 31 de dezembro de 2010. O prejuízo fiscal diferido existe em muitas jurisdições internacionais. Enquanto muitas dessas perdas com impostos não possuem data de validade, outras têm data de validade entre 2011 e 2030.

Estabeleceu-se a provisão para perdas sobre valor de realização de determinados prejuízos fiscais diferidos, a qual reduzirá o imposto diferido a um valor que muito provavelmente será realizado. Anualmente a administração avalia a realização dos seus impostos diferidos ativos, levando em consideração, entre outros elementos, a projeção de futuros resultados tributáveis, o planejamento tributário, as datas de vencimento dos prejuízos fiscais diferidos, a data prevista da reversão das diferenças temporárias. Porém, o valor do prejuízo fiscal diferido passível de realização poderá ser reduzido se houver estimativas de menores receitas futuras tributáveis. O quadro a seguir apresenta as flutuações líquidas na provisão para perdas sobre o valor de realização para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2010, 2009 e 2008:

	Exercício findo em		
	31 de dezembro,		
	2010	2009	2008
Saldo em 1º de janeiro	(1.699)	(1.614)	(667)
Adições	(146)	(185)	(1.071)
Reduções alocadas à despesa de imposto de renda	40	88	67
Ajustes acumulados de conversão	(3)	12	57
Saldo em 31 de dezembro	<u>(1.808)</u>	<u>(1.699)</u>	<u>(1.614)</u>
Provisão para perdas de curto prazo sobre valor de realização	(5)	(8)	(5)
Provisão para perdas de longo prazo sobre valor de realização	(1.803)	(1.691)	(1.609)

Os acréscimos na provisão para perdas sobre o valor de realização de US\$146 em 2010 e US\$185 em 2009 se referem principalmente aos prejuízos fiscais diferidos derivados das operações no exterior e das centrais termoeletricas no País, para as quais não se espera realizar benefícios fiscais previsíveis no futuro.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

3. Imposto de Renda e Contribuição Social (Continuação)

A Companhia não reconheceu um passivo fiscal diferido de cerca de US\$449 sobre os resultados não distribuídos de suas operações no exterior, os quais se originaram em 2010 e em anos anteriores, visto que a Companhia considera que tais rendimentos serão reinvestidos indeterminadamente (US\$280 em 2009). Um passivo fiscal diferido será reconhecido quando a Companhia deixar de manifestar sua pretensão de reinvestir de forma indefinida os lucros não distribuídos. Em 31 de dezembro de 2010, os lucros não distribuídos destas subsidiárias eram de cerca de US\$1.321 (US\$823 em 31 de dezembro de 2009).

A Companhia não possui benefícios fiscais não reconhecidos relativos a posições fiscais incertas e penalidades acumuladas e juros na data base de 1º de janeiro de 2008, 2009 e 2010, e para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2008, 2009 e 2010. Ademais, a Companhia não espera que o valor dos benefícios fiscais não reconhecidos aumentem de maneira expressiva durante os próximos doze meses.

A Companhia e suas subsidiárias apresentam declarações de imposto de renda no Brasil e em diversas jurisdições estrangeiras, as quais estão abertas a exame pelas respectivas autoridades fiscais, de acordo com a legislação local aplicada individualmente para elas. As declarações do imposto de renda no Brasil e na Argentina acham-se passíveis de exame pelas respectivas autoridades fiscais a partir de 2004.

4. Caixa e Equivalentes a Caixa

	Em 31 de dezembro	
	2010	2009
Caixa	1.974	1.478
Fundos de investimento – em reais (1)	7.819	10.780
Fundos de investimento - em dólares norte-americanos (2)	7.840	3.911
	17.633	16.169

(1) Composto basicamente por títulos públicos federais com liquidez imediata e sua carteira, acha-se vinculado à cotação do dólar norte-americano ou ao rendimento dos Depósitos Interbancários - DI.

(2) Composto principalmente de depósitos a prazo e investimentos de renda fixa.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

5. Títulos e Valores Mobiliários

	Em 31 de dezembro	
	2010	2009
Classificação dos títulos e valores mobiliários:		
Disponíveis para venda	3.162	2.551
Para negociação	15.395	-
Mantidos até o vencimento	154	180
	<u>18.711</u>	<u>2.731</u>
Menos: Parcela circulante dos títulos e valores mobiliários	<u>(15.612)</u>	<u>(72)</u>
Parcela de longo prazo dos títulos e valores mobiliários	<u>3.099</u>	<u>2.659</u>

Os títulos disponíveis para venda são apresentados como “Ativos não circulantes”, uma vez que não se espera vendê-los ou liquidá-los nos próximos doze meses. Em 31 de dezembro de 2010, a Petrobras possuía um saldo de US\$2.939 relativo a Notas do Tesouro Nacional da série B, as quais foram contabilizadas como títulos disponíveis para venda de acordo com a Codificação Tópico 320.

Em 23 de outubro de 2008, as Notas do Tesouro Nacional da série B, incluídas nos disponíveis para venda, foram utilizadas a título de garantia após a confirmação dos acordos celebrados com a Petros, plano de aposentadoria da Petrobras (Nota 15(a)). O valor nominal das NTN-Bs é reajustado com base nas variações do IPCA. As referidas notas têm vencimento em 2024 e 2035, e possuem um cupom de 6% a.a., pagáveis semestralmente. Em 31 de dezembro de 2010 os saldos das (NTN-B) estão atualizados de acordo com o seu valor de mercado, tendo como base o preço médio divulgado pela Associação Nacional das Instituições do Mercado Financeiro - (ANDIMA).

Durante o terceiro trimestre de 2010, a Petrobras investiu uma parte dos fundos captados por meio da Oferta Global (veja nota 9(a)) principalmente em Letras Financeiras do Tesouro - LFTs com vencimento original superior a de três meses. Esses títulos foram classificados como para negociação de acordo com a Codificação Tópico 320, devido ao objetivo de vendê-los no curto prazo.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

6. Contas a Receber, Líquidas

As contas a receber líquidas, são compostas da seguinte forma:

	<u>Em 31 de dezembro</u>		
	<u>2010</u>	<u>2009</u>	
Cientes	15.085	11.507	
Menos: Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(1.608)	(1.446)	
	13.477	10.061	
Menos: Contas a receber de longo prazo, líquidas	(2.905)	(1.946)	
Contas a receber de curto prazo, líquidas	10.572	8.115	
	<u>Em 31 de dezembro</u>		
	<u>2010</u>	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Provisão para créditos de liquidação duvidosa			
Saldo em 1º de janeiro,	(1.446)	(1.191)	(1.290)
Adições	(196)	(130)	(84)
Baixas	100	88	16
Ajustes acumulados de conversão	(66)	(213)	167
Saldo em 31 de dezembro	(1.608)	(1.446)	(1.191)
Provisão para contas a receber de curto prazo	(1.028)	(875)	(638)
Provisão para contas a receber de longo prazo	(580)	(571)	(553)

Em 31 de dezembro de 2010 e 2009, as contas a receber de longo prazo incluem os montantes de US\$642 e US\$633, respectivamente, referentes aos pagamentos efetuados pela Companhia a fornecedores e empreiteiros em nome de algumas construtoras. Estas construtoras foram contratadas pela controlada Brasoil para a construção/transformação de embarcações em FPSO – “*Floating Production, Storage and Offloading*” (Produção, Armazenamento e Descarregamento Flutuante) e FSO – “*Floating, Storage and Offloading*” (Armazenamento e Descarregamento Flutuante). Tais pagamentos foram efetuados pela Companhia em virtude de não terem sido honrados pelas construtoras com o objetivo de evitar mais atrasos na construção/transformação das embarcações e consequentes prejuízos para a Brasoil.

A administração da Companhia entende que esses pagamentos podem ser restituídos, uma vez que representam direitos da Brasoil com as construtoras, razão pela qual foram interpostas ações judiciais em cortes internacionais, pleiteando reembolso. Entretanto, tendo em vista as incertezas relacionadas à realização desses recebíveis, a Companhia registrou provisão para perda para todos os créditos não cobertos por garantia. O montante provisionado era de US\$570 e US\$561 em 31 de dezembro de 2010 e 2009, respectivamente.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

7. Estoques

	Em 31 de dezembro	
	2010	2009
Produtos:		
Derivados de petróleo	3.799	3.379
Álcool combustível	286	267
	<u>4.085</u>	<u>3.646</u>
Matérias-primas, principalmente petróleo bruto	5.690	5.494
Materiais e suprimentos	2.044	1.917
Outros	69	75
	<u>11.888</u>	<u>11.132</u>
Estoques circulantes	<u>11.834</u>	<u>11.117</u>
Estoques de longo prazo	<u>54</u>	<u>15</u>

Os estoques são registrados a custo ou valor líquido de realização. Como resultado da queda no preço de mercado dos derivados de petróleo a Companhia reconheceu uma perda de US\$333 para o ano findo em 31 de dezembro de 2010, (US\$308 para o ano findo em 31 de dezembro de 2009), classificada em outras despesas operacionais nas demonstrações consolidadas de resultados.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

8. Impostos a Recuperar

Os impostos a recuperar são compostos como a seguir:

	<u>Em 31 de dezembro</u>	
	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Local:		
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) (1)	3.022	2.816
PASEP/COFINS (2)	6.885	4.858
Imposto de renda e contribuição social	1.265	1.315
Imposto sobre valor agregado (IVA)	42	42
Outros impostos a recuperar	453	371
	<u>11.667</u>	<u>9.402</u>
Menos: impostos a recuperar a longo prazo	<u>(6.407)</u>	<u>(5.462)</u>
Impostos a recuperar a curto prazo	<u>5.260</u>	<u>3.940</u>

(1) Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços - (ICMS) são créditos gerados por operações comerciais e pela aquisição de imobilizado e pode ser compensado contra tributos de mesma natureza.

(2) Composto de créditos decorrentes do PASEP e COFINS não cumulativos, os quais podem ser compensados com outros tributos federais a pagar.

O imposto de renda e a contribuição social a recuperar serão compensados com futuros passivos de imposto de renda e contribuição social.

A Petrobras espera recuperar tais impostos integralmente, portanto nenhuma provisão foi constituída.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS (Continuação)

Em Milhões de Dólares Norte-Americanos

(exceto quando especificamente indicado)

9. Imobilizado, Líquido

O imobilizado, ao valor de custo, é composto como segue:

	Em 31 de dezembro					
	2010			2009		
	Custo	Depreciação Acumulada	Líquido	Custo	Depreciação Acumulada	Líquido
Edificações e benfeitorias	9.710	(2.062)	7.648	7.093	(1.982)	5.111
Despesas capitalizadas	58.146	(26.082)	32.064	47.958	(21.633)	26.325
Equipamentos e outros ativos	83.017	(32.664)	50.353	60.592	(27.637)	32.955
Arrendamento de imobilizado – plataformas e navios	516	(45)	471	813	(63)	750
Direito de produção de petróleo – Contrato de Cessão Onerosa	43.868	-	43.868	-	-	-
Direitos e concessões	4.835	(1.421)	3.414	3.172	(1.009)	2.163
Terrenos	757	-	757	574	-	574
Materiais	4.566	-	4.566	4.360	-	4.360
Projetos de expansão:						
Imobilizado em curso:						
Exploração e produção	33.491	-	33.491	27.664	-	27.664
Abastecimento	33.062	-	33.062	22.683	-	22.683
Gás e Energia	6.218	-	6.218	11.010	-	11.010
Distribuição	328	-	328	285	-	285
Internacional	158	-	158	680	-	680
Corporativo	2.169	-	2.169	1.607	-	1.607
	280.841	(62.274)	218.567	188.491	(52.324)	136.167

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

9. Imobilizado, Líquido (Continuação)

a) Tratamento contábil do Contrato de Cessão Onerosa (“Cessão Onerosa”)

Em 3 de setembro de 2010, a Petrobras – cessionária, a União Federal – cedente e a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP – reguladora e fiscalizadora, assinaram um contrato de cessão onerosa do 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, limitado à produção de cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo até 40 anos, renovável por mais 5 anos, mediante a certas condições.

O Contrato de Cessão Onerosa foi aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia e pelos acionistas minoritários, após um processo de avaliação que levou em consideração, entre outros fatores, uma avaliação elaborada por especialistas independentes.

O preço total de compra dos direitos adquiridos sob o Contrato de Cessão onerosa foi US\$43.868. Foi pago ao governo federal através de fundos obtidos pela oferta global de ações da Companhia (vide Nota 16(a)), US\$39.768 por meio de transferência de Letras Financeiras do Tesouro o restante dos US\$4.100 em dinheiro.

De acordo com a ASC Tópico 932 “Atividades Extrativas – Petróleo e Gás”, os direitos adquiridos pela Companhia foram reconhecidos como ativo imobilizado (ativo de longo prazo) como custos de aquisição. O custo de aquisição será depreciado com base no método da unidade de produção, durante o período da produção de reservas relacionadas e estará sujeito ao teste de *impairment*. Depois da produção de todos os volumes que estavam habilitados, os custos de aquisição estarão totalmente depreciados.

O Contrato de Cessão Onerosa estipula uma revisão subsequente do volume e do preço, com base em uma avaliação terceirizada independente. Se as partes do contrato determinarem que o valor dos direitos que adquirimos é maior do que o preço inicial de compra, poderemos pagar a diferença ao governo federal brasileiro, em cujo caso, esperamos reconhecer a diferença como ativo imobilizado (ativo de longo prazo), ou poderemos reduzir o volume total adquirido sob o contrato, em cujo caso não haverá impacto em nosso balanço. Se as partes do contrato determinarem que o valor dos direitos que adquirimos é mais baixo do que o preço inicial de compra, o governo federal brasileiro pagar-nos-á a diferença e esperamos reduzir a quantia originalmente registrada como ativo imobilizado (ativo de longo prazo) pela quantia recebida do Governo Federal Brasileiro.

O conhecimento dos reservatórios e as incertezas geológicas permanecem inalteradas desde a assinatura do contrato de Cessão Onerosa. O valor final do custo da Cessão Onerosa dependerá substancialmente do pleno conhecimento: das reservas, dos cenários de produção e das tecnologias a serem desenvolvidas, que deverá ocorrer até 2014, data limite estipulada para a declaração de comercialidade.

A Companhia registrará todo ajuste ao preço de aquisição, quando seja provável e determinável que a mesma pagará no futuro as quantias resultantes da revisão seguinte.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

9. Imobilizado, Líquido (Continuação)

b) Tópico 410 – Obrigações por Abandono de Ativos

Sob o Item de Codificação 410-20, adotado pela Petrobras desde janeiro de 2003, os valores justos das obrigações por abandono de ativos são registrados como passivo em base descontada à medida que as mesmas ocorrem, o que tipicamente acontece por ocasião da instalação dos referidos ativos. Os valores lançados, relativos aos referidos ativos, serão aumentados pelo valor destas obrigações e depreciados no decorrer da respectiva vida útil destes ativos. Com o tempo, as importâncias reconhecidas como passivos serão aumentadas em virtude da alteração do seu valor presente até a venda ou desativação dos ativos em questão.

A apuração das obrigações por abandono de ativos tem como base as leis e regulamentos atualmente em vigor, a tecnologia existente e os custos de cada local específico. Não há ativos com restrições legais a serem utilizados na liquidação das obrigações por abandono de ativos.

Segue abaixo um resumo das movimentações anuais nas obrigações por abandono de ativos:

	<u>Passivo</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2008	<u>2.825</u>
Despesas de juros	164
Obrigações incorridas	24
Obrigações liquidadas	(4)
Revisão da provisão	(955)
Ajustes acumulados de conversão	<u>758</u>
Saldo em 31 de dezembro 2009	<u>2.812</u>
Despesas de juros	137
Obrigações incorridas	1.088
Obrigações liquidadas	(124)
Revisão da provisão	(858)
Ajustes acumulados de conversão	<u>139</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2010	<u>3.194</u>

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

9. Imobilizado, Líquido (Continuação)

c) Perdas com ativos (*impairment*)

Para os exercícios findos em 31 de dezembro 2010, 2009 e 2008, a Companhia registrou despesas com provisão para perda no valor de recuperação de ativos totalizando US\$402, US\$319 e US\$519, respectivamente. Durante 2010, a perda no valor de recuperação de ativos foi principalmente atribuída aos ativos em produção no Brasil (US\$346) e à perda no valor de recuperação de ativos a serem alienados, nos segmentos de refino e distribuição na Argentina (US\$56). Os campos de petróleo e gás natural que apresentaram perdas foram os com altos níveis de maturidade, que produziram volumes de petróleo e gás insuficientes para cobrir os custos de produção. Esse fator teve um efeito redutor na análise econômica que subsidiou o reconhecimento de provisão por perdas através da desvalorização em alguns campos.

10. Participações em Companhias não Consolidadas e Outros Investimentos

Parte das atividades da Petrobras é conduzida através da participação societária em empresas contabilizadas com base nos métodos de custo e de equivalência patrimonial. Essas companhias não consolidadas dedicam-se principalmente aos ramos petroquímico e de transporte de produtos.

	Total da participação	Investimentos	
		2010	2009
Equivalência patrimonial	20 % - 50% ⁽¹⁾	5.957	3.988
Participações avaliadas ao custo		355	362
Total		<u>6.312</u>	<u>4.350</u>

(1) Como mencionado mais adiante nesta Nota, determinadas termelétricas com participação da Petrobras entre 10% e 50% também são avaliadas pelo método de equivalência patrimonial devido a particularidades de influência significativa na participação.

Em 31 de dezembro de 2010, a Companhia possuía participação em investimentos da ordem de 36,1% com saldo de US\$2.867 na Braskem S.A os quais foram registrados pelo método de equivalência patrimonial

A Companhia possui também investimentos em outras empresas com o objetivo de desenvolver, construir, operar, manter e explorar usinas termelétricas pertencentes ao Programa Prioritário de Energia Termoelétrica instituído pelo Governo Federal, com participações entre 10% e 50%. O saldo destes investimentos relacionados às termelétricas, em 31 de dezembro de 2010 e 2009, era de US\$118 e US\$110, respectivamente, e foi registrado como investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial, devido à influência significativa que a Companhia exerce sobre suas operações.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

11. Conta Petróleo e Álcool - Créditos a Receber junto ao Governo Federal

Movimentação da Conta Petróleo e Álcool

O quadro abaixo resume as movimentações na Conta Petróleo e Álcool nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2010 e 2009:

	Exercício findo em 31 de dezembro	
	2010	2009
Saldo inicial	469	346
Receita financeira (Nota 22)	3	4
Ganho na conversão	21	119
Saldo final	493	469

Para concluir a quitação de contas com o Governo Federal, consoante a Medida Provisória nº 2.181 de 24 de agosto de 2001, e após fornecer todas as informações exigidas pela Secretaria do Tesouro Nacional - STN, a Petrobras visa resolver todas as disputas remanescentes entre as partes.

O saldo em aberto das Contas Petróleo e Álcool poderá ser pago da seguinte forma: (1) Títulos do Tesouro Nacional, emitidos no mesmo valor que o do saldo final da Conta Petróleo e Álcool; (2) liquidação do saldo da Conta Petróleo e Álcool, com quaisquer outros valores que possam ser devidos pela Petrobras ao Governo Federal, incluindo impostos; ou (3) por uma combinação das opções acima.

12. Financiamento

A Companhia utilizou projetos estruturados com o objetivo de prover recursos para o desenvolvimento contínuo de seus projetos relacionados à exploração e produção.

As EPV's ligadas aos projetos estruturados foram consolidadas com base na ASC Tópico 810-10-25 ("Entidades com Participações Variáveis").

A média ponderada das taxas de juros anuais dos empréstimos de curto prazo em aberto, era de 2,31 % e 2,53% em 31 de dezembro de 2010 e 2009, respectivamente.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS

E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em Milhões de Dólares Norte-Americanos

(exceto quando especificamente indicado)

12. Financiamento (Continuação)

Os financiamentos de curto prazo da Companhia são obtidos principalmente de bancos comerciais e incluem financiamento de importações e exportações em dólares norte-americanos, que podem ser apresentados como segue:

	Em 31 de dezembro			
	Corrente		Não corrente	
	2010	2009	2010	2009
Moeda estrangeira:				
Instituições financeiras	6.381	5.307	17.460	10.421
Obrigações ao portador – Notas	587	583	11.573	11.723
Fornecedores	-	-	5	6
Certificados Fiduciários – Sênior / Subordinados	71	70	194	263
Outras	2	2	302	384
	7.041	5.962	29.534	22.797
Moeda local:				
BNDES	1.269	842	19.384	18.181
Debêntures – BNDES	148	137	496	518
Debêntures – Outros instituições financeiras	41	807	931	802
FINAME – Destinados à construção do gasoduto Bolívia - Brasil	42	44	233	58
Advance on exchange contracts (ACC)	22	3	-	-
Notas de Crédito de Exportação	66	632	6.295	3.548
Certificado de Crédito Bancário	32	4	2.164	2.071
Outras	299	-	1.434	1.066
	1.919	2.469	30.937	26.244
	8.960	8.431	60.471	49.041
Juros sobre a dívida	869	766		
Parcela da dívida no longo prazo	2.883	3.406		
Dívida atual	5.208	4.259		
Total de débito	8.960	8.431		

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

12. Financiamento (Continuação)

b) Financiamentos de longo prazo (Continuação)

- Composição dos financiamentos em moeda estrangeira, por moeda*

	Em 31 de dezembro	
	2010	2009
Moeda:		
Dólares norte-americanos	27.583	21.339
Iene japonês	1.651	1.377
Euro	131	53
Outras	169	28
	<u>29.534</u>	<u>22.797</u>

- Vencimentos do principal dos financiamentos de longo prazo*

Em 31 de dezembro de 2010, os vencimentos das parcelas de longo prazo podem ser apresentados como segue:

2012	4.137
2013	2.503
2014	3.517
2015	5.311
2016	22.596
2017 em diante	22.407
	<u>60.471</u>

Os financiamentos de longo prazo estão sujeitos às seguintes taxas de juros:

	Em 31 de dezembro	
	2010	2009
No exterior		
6% ou menos	21.900	13.943
De 6% a 8%	6.285	7.102
De 8% a 10%	1.219	1.615
De 10% a 12%	33	32
Acima de 12%	97	105
	<u>29.534</u>	<u>22.797</u>
No país		
6% ou menos	2.426	1.433
De 6% a 8%	17.932	14.437
De 8% a 10%	592	5.147
De 10% a 12%	9.987	5.227
	<u>30.937</u>	<u>26.244</u>
	<u>60.471</u>	<u>49.041</u>

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

12. Financiamento (Continuação)

c) Emissão de financiamentos de longo prazo

As principais captações de longo prazo do período de janeiro a dezembro de 2010 estão demonstradas conforme o quadro a seguir:

c.1) *No exterior*

Companhia	Data	Montante (US\$ milhões)	Vencimentos	Descrição
Petrobras	Fev/2010	2.000	2019	Financiamento obtido do Banco de Desenvolvimento da China (CDB), com um custo de Libor mais <i>spread</i> de 2,8% ao ano
Petrobras	Mar/2010	2.000	2019	
PNBV	Abr/2010	1.000	2015	Linha de Crédito com o Crédit Agricole Corporate and Investment Bank - Libor mais <i>spread</i> de 1,625% a.a.
PNBV	Jul/2010	1.000	2017	Empréstimo com Standard Chartered Bank – a uma taxa de Libor mais 1,79% a.a.
PNBV	Ago/2010	1.000	2015	Empréstimo com Citibank - a uma taxa de Libor mais 1,61% a.a.
PNBV	Nov/2010	500	2016	Empréstimo da Société Générale – Libor mais 1,62% a.a.
PNBV	Nov/2010	314	2021	Financiamento da Citibank e EKSPORTFINANS – Libor mais 0,725% a.a.
		<hr/> 7.814 <hr/>		

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

12. Financiamento (Continuação)

c) Emissão de financiamentos de longo prazo (Continuação)

c.2) No Brasil

<u>Companhia</u>	<u>Data</u>	<u>Montante (US\$ milhões)</u>	<u>Vencimentos</u>	<u>Descrição</u>
Refap	Fev e Mar/2010	360	2015	Nota de crédito de exportação à taxa de juros de 109,4% e 109,5% da taxa média do CDI.
Petrobras	Jun/2010	1.320	2016	Financiamento obtido com o Banco do Brasil S/A, através da emissão de Notas de Créditos à Exportação, com taxa de 110,5% da média do CDI + flat fee de 0,85%.
Petrobras	Jun/2010	1.200	2017	Financiamento obtido com a Caixa Econômica Federal, através da emissão de Notas de Créditos à Exportação, com taxa de 112,9% da média do CDI.
Petrobras	Nov/2010	2.371	2016	Financiamento obtido do Banco do Brasil, através da emissão de Notas de Crédito de Exportação - 109% da taxa média do CDI + comissão fixa de 1,25%
		5.251		

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

12. Financiamento (Continuação)

d) Financiamentos com agências oficiais de crédito

d.1) No exterior

Companhia	Agência	Valor em US\$			Descrição
		Contratado	Utilizado	Saldo	
Petrobras	China Development Bank	10.000	7.000	3.000	Libor +2,8% p.a.

d.2) No Brasil

Companhia	Agência	Valor em US\$			Descrição
		Contratado	Utilizado	Saldo	
Transpetro (*)	BNDES	5.404	326	5.078	Programa de Modernização e Expansão da Frota (PROMEF) TJLP+2,5% a.a. + 3% a.a. por produtos importados
Transportadora Urucu Manaus TUM(**)	BNDES	1.910	1.896	14	Gasoduto Coari-Manaus - TJLP+1,76%/1,96% a.a.
Transportadora GASENE	BNDES	1.329	1.329	-	Gasoduto Cacimbas-Catu (GASCAC) – TJLP+1,96% a.a.
Transportadora GASENE	BNDES	570	570	-	Gasoduto Cacimbas-Vitória (GASCAV) – TJLP+1,96% a.a.
Petrobras	Banco do Brasil	300	212	88	Cédula de Crédito Comercial (FINAME) – 4,5% a.a.
Petrobras	Caixa Economica Federal	180	-	180	Cédula de Crédito Bancário - Crédito rotativo 110% da taxa média do CDI

(*) Foram assinados contratos de compra e venda condicionada de 41 navios e 20 comboios com 6 estaleiros nacionais no montante de US\$6.005 sendo 90%, financiados pelo BNDES.

(**) Em 18 de agosto de 2010, a Transportadora Urucu Manaus (TUM) foi incorporada pela Transportadora Associada de Gás (TAG).

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

12. Financiamento (Continuação)

e) Garantias e cauções

As instituições financeiras no exterior não requerem garantias da Companhia. O financiamento concedido pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES está garantido pelos bens financiados (dutos de aço carbono para o gasoduto Bolívia-Brasil e embarcações).

Por conta de contrato de garantia emitido pela União em favor de Agências Multilaterais de Crédito, motivado pelos financiamentos captados pela TBG, foram firmados contratos de contra-garantia, tendo como signatários a União, TBG, Petrobras, Petroquisa e Banco do Brasil S.A., nos quais a TBG se compromete a vincular as suas receitas à ordem do Tesouro Nacional até a liquidação das obrigações garantidas pela União. Esta dívida tinha um saldo a pagar de US\$213 e US\$253 em 31 de dezembro de 2010 e 2009, respectivamente.

Em garantia às debêntures emitidas, a REFAP possui uma conta de aplicações financeiras de curto prazo (depósitos vinculados a operações de crédito), atrelada à variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI. A REFAP deve manter três vezes o valor da soma da última parcela vencida da amortização do principal e acessórios.

Em 31 de dezembro de 2010 e 2009, a Gaspetro forneceu garantia para determinadas debêntures emitidas para financiar a compra de direitos de transporte no gasoduto Bolívia/Brasil, utilizando 3.000 ações da TBG, uma controlada da Gaspetro responsável pela operação do gasoduto.

Os contratos de financiamento da Companhia contêm garantias e cauções padronizadas, entre outras: provisão de informação; relatórios financeiros; gestão de negócios; continuidade de existência corporativa; continuidade de aprovação do governo; conformidade com legislação aplicável; preservação de livros e registros; manutenção dos seguros; pagamentos de taxas e reclamações judiciais; e notificação de certos eventos. Os contratos de financiamento da Companhia também contêm cláusulas negativas incluindo, sem limitação, limitações na incorrência de financiamento; limitações na incorrência de financiamentos; limitações nas transações com afiliadas; limitações na disposição de ativos; limitação nas consolidações, incorporações empresariais, vendas e/ou escrituras; restrições negativas de garantias; mudança de limitações na propriedade; classificação; limitações de procedimentos; e recebíveis exigidos como cobertura. A administração da Petrobras confirma que a Companhia vem cumprindo as cláusulas de seus contratos de empréstimo.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

13. Receitas (Despesas) Financeiras, Líquidas

As despesas e receitas financeiras, as variações monetárias e cambiais, financeiras, apropriadas ao resultado dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2010, 2009 e 2008, estão demonstradas abaixo:

	Exercícios findos em 31 de dezembro		
	2010	2009	2008
Despesas financeiras			
Empréstimos e financiamentos	(4.127)	(2.405)	(1.634)
Arrendamento mercantil	(10)	(30)	(41)
Perdas em instrumentos derivativos (Nota 19)	(173)	(427)	(425)
Perdas em recompra de títulos	(27)	(31)	(35)
Outras	(544)	(511)	(163)
	(4.881)	(3.404)	(2.298)
Juros Capitalizados	3.238	2.109	1.450
	(1.643)	(1.295)	(848)
Receitas financeiras			
Investimentos	985	712	533
Clientes	153	123	129
Títulos e Valores Mobiliários	701	392	183
Ganhos em instrumentos derivativos (Nota 19)	174	247	636
Outras	617	425	160
	2.630	1.899	1.641
Variações monetárias e cambiais	714	(175)	1.584
	1.701	429	2.377

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

14. Arrendamento Mercantil

A Companhia mantém contratos de arrendamento mercantil para algumas plataformas marítimas e navios que são registrados como arrendamento mercantil. Em 31 de dezembro de 2010, o valor contábil líquido dos ativos arrendados era de US\$471 (US\$750 em 31 de dezembro de 2009).

A tabela a seguir mostra o cronograma por ano dos pagamentos mínimos futuros desses contratos em 31 de dezembro de 2010:

2011	107
2012	42
2013	18
2014	18
2015	18
2016	20
2017 em diante	47
	<hr/>
Pagamentos futuros de arrendamentos estimados	270
	<hr/>
Menos montante representando juros anuais de 6,2% a 12,0%	(48)
	<hr/>
Valor presente dos pagamentos mínimos de arrendamento	222
	<hr/>
Menos parcela circulante de obrigações de arrendamento mercantil	(105)
	<hr/>
Parcela de longo prazo de obrigações de arrendamento mercantil	117
	<hr/> <hr/>

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

15. Obrigações com Benefícios Pós-Aposentadoria e Outros Benefícios

Os saldos relativos a benefícios pós-aposentadoria estão representados a seguir:

	Em					
	31 de dezembro de 2010			31 de dezembro de 2009		
	Plano de Pensão	Plano de Saúde	Total	Plano de Pensão	Plano de Saúde	Total
Passivo circulante						
Plano de benefício definido	369	374	743	182	325	507
Plano de contribuição variável	39	-	39	187	-	187
Obrigações de benefícios projetados pós-aposentadoria	408	374	782	369	325	694
Passivo não circulante						
Plano de benefício definido	5.719	7.889	13.608	4.419	6.544	10.963
Plano de contribuição variável	132	-	132	-	-	-
Obrigações de benefícios projetados pós-aposentadoria	5.851	7.889	13.740	4.419	6.544	10.963
	<u>6.259</u>	<u>8.263</u>	<u>14.522</u>	<u>4.788</u>	<u>6.869</u>	<u>11.657</u>
Patrimônio líquido - Outros resultados abrangentes acumulados						
Plano de benefício definido	3.322	609	3.931	2.282	121	2.403
Plano de contribuição variável	189	-	189	91	-	91
Efeito tributário	(1.194)	(207)	(1.401)	(807)	(41)	(848)
Saldo líquido registrado no patrimônio líquido	<u>2.317</u>	<u>402</u>	<u>2.719</u>	<u>1.566</u>	<u>80</u>	<u>1.646</u>

15.1) Planos de previdência no Brasil – Benefício definido e contribuição variável

a) Plano Petros - Fundação Petrobras de Seguridade Social

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

O Plano Petros é um plano de previdência de benefícios definidos, instituído pela Petrobras em julho de 1970, para complementar os benefícios de previdência do INSS, e é direcionado aos empregados da Petrobras e de suas controladas e coligadas brasileiras. O plano Petros está fechado aos novos funcionários do sistema Petrobras desde setembro de 2002.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

15. Obrigações com Benefícios Pós-Aposentadoria e Outros Benefícios (Continuação)

15.1) Planos de previdência no Brasil – Benefício definido e contribuição variável (Continuação)

a) Plano Petros - Fundação Petrobras de Seguridade Social (Continuação)

Adicionalmente, a Petros auferir rendimentos pela aplicação dessas contribuições. A política da Companhia é contribuir anualmente com o montante definido pelos cálculos atuariais. No ano calendário de 2010, os benefícios pagos totalizaram US\$1.054 (US\$911 em 2009).

O passivo da Companhia relacionado aos benefícios futuros devidos aos participantes do plano é calculado anualmente por um atuário independente, com base no método da Unidade de Crédito Projetada. Os ativos garantidores do plano de pensão são apresentados reduzindo o passivo atuarial líquido.

Os ganhos e perdas atuariais gerados pelas diferenças entre os valores da obrigação e ativos determinados com base em projeções e em números reais, estão respectivamente incluídos ou excluídos do cálculo do passivo atuarial líquido e registrados como “Ajustes de reservas de benefícios pós-aposentadoria, líquidos de impostos - plano de pensão”, no patrimônio líquido. Ganhos e perdas atuariais são amortizados durante o período de serviço remanescente médio dos funcionários ativos de aproximadamente 6,5 anos em 31 de dezembro de 2009, de acordo com o procedimento estabelecido pelo Item de Condificação 715.

A relação entre as contribuições das patrocinadoras e participantes do Plano Petros, considerando apenas aquelas atribuíveis à Companhia e suas controladas, nos exercícios de 2010 e 2009 foi de 1,00 para 1,00. A melhor estimativa de contribuições da Companhia para o plano de pensão, a serem pagas em 2010 é de aproximadamente US\$540, com previsão de total de pagamentos de benefícios para o ano de 2010 de US\$1.695.

De acordo com a Emenda Constitucional Nº 20 of 1998, o cômputo de qualquer déficit no plano de benefício definido, conforme o método atuarial do corrente plano (que difere do método estabelecido no Item de Condificação 715), deve ser igualmente arcado pela patrocinadora e os participantes, mediante um ajuste às contribuições normais.

A Petrobras e suas subsidiárias patrocinadoras do Plano Petros, os sindicatos e a Petros celebraram um Termo de Compromisso Financeiro em 23 de outubro de 2008, após a homologação judicial em 25 de agosto de 2008, para cobrir as obrigações com planos de pensão, a serem pagas em prestações semestrais com juros de 6% a.a. sobre o saldo devedor atualizado pelo IPCA, pelos próximos 20 anos, conforme previamente estabelecido no processo de repactuação. Em 31 de dezembro de 2010, o saldo das obrigações da Petrobras e suas subsidiárias relativas ao Termo de Compromisso Financeiro era de US\$2.874, dos quais US\$175 com vencimento em 2011 como reconhecidos nestas demonstrações financeiras consolidadas.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

15. Obrigações com Benefícios Pós-Aposentadoria e Outros Benefícios (Continuação)

15.1) Planos de previdência no Brasil – Benefício definido e contribuição variável (Continuação)

a) Plano Petros - Fundação Petrobras de Seguridade Social (Continuação)

As obrigações da Companhia por intermédio do Termo de Compromisso Financeiro representam a contrapartida às concessões feitas pelos participantes/beneficiários do Plano Petros na alteração do regulamento do plano, no que se refere aos benefícios, e ao encerramento dos litígios existentes.

Em 31 de dezembro de 2010, a Petrobras possuía Notas do Tesouro Nacional de longo prazo no valor de US\$2.939 (US\$2.363 em 31 de dezembro de 2009), adquiridas para equilibrar as obrigações com o Plano Petros, as quais serão mantidas em carteira pela Companhia e dadas em garantia ao Termo de Compromisso Financeiro.

A Petrobras tem agregado as informações para todos os planos de pensão de benefícios definidos. Os planos de benefícios nacionais da Petrobras, BR Distribuidora, Petroquisa e REFAP contém premissas similares e a obrigação com o benefício referente a Petrobras Argentina, sendo internacional, não é significativo para o total das obrigações e portanto, também foi adicionado. Todos os planos de pensão do Grupo Petrobras têm acumulado obrigações de benefícios em excesso aos ativos do plano.

A determinação das despesas e passivos, relacionados ao plano de pensão da Companhia, envolve o uso de julgamento na determinação das premissas. Isso inclui estimativas sobre mortalidade futura, resgates, alterações de taxas de ressarcimento e de taxas de desconto para refletir o valor do dinheiro no tempo, assim como a taxa de retorno sobre os ativos do plano. Estas premissas são revisadas pelo menos anualmente e podem divergir significativamente dos resultados atuais, devido à mudanças de mercado e condições econômicas, atos de regulamentação, legislação, maiores ou menores taxas de resgate ou maiores ou menores durações de vida dos participantes.

Conforme estipulado no Item de Codificação 715, e interpretações subsequentes, a taxa de desconto deve ser calculada com base em valores atuais para a liquidação da obrigação com planos de pensão. A adoção dos preceitos do Item de Codificação 715, em ambientes historicamente inflacionários como o Brasil gera certos problemas, uma vez que a Companhia pode perder sua capacidade de liquidar um compromisso previdenciário no futuro, considerando que podem não estar disponíveis instrumentos financeiros de longo prazo em níveis adequados como nos Estados Unidos.

Embora o mercado brasileiro venha apresentando sinais de estabilidade sob o modelo econômico atual, como refletido nas taxas de juros do mercado, a Companhia acredita não existirem ainda evidências significativas que indiquem a estabilidade das taxas de juros do mercado.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

15. Obrigações com Benefícios Pós-Aposentadoria e Outros Benefícios (Continuação)

15.1) Planos de previdência no Brasil – Benefício definido e contribuição variável (Continuação)

b) Plano Petros 2 - Fundação Petrobras de Seguridade Social

A partir de 1º de julho de 2007, a Companhia implantou um novo plano de previdência complementar, um plano Contribuição Variável (CV) ou plano misto denominado Plano Petros 2, para funcionários sem plano de pensão complementar.

A Petrobras e as demais patrocinadoras assumiram as contribuições correspondentes ao período no qual os participantes não possuíam um plano. Este serviço passado deve considerar o período desde agosto de 2002 ou a partir da data de admissão, até 29 de agosto de 2007. O plano continuará a admitir novos participantes após esta data, porém sem nenhum pagamento relativo aos custos com os serviços passados.

A parcela deste plano com característica de benefícios definidos, refere-se à cobertura de riscos de invalidez e morte, garantia de um benefício mínimo e renda vitalícia, e os compromissos atuariais são contabilizados de acordo com o método da unidade de crédito projetada. A parcela do plano com característica de contribuições definidas, destina-se a formar uma reserva para a aposentadoria programada, foi reconhecida no resultado do exercício conforme as contribuições são efetuadas. No exercício de 2010, a contribuição da Petrobras e das subsidiárias para a parcela de contribuição definida deste plano foi de US\$231.

Os desembolsos relativos aos custos com serviços passados serão realizados mensalmente durante igual número de meses nos quais os participantes não possuíam um plano, devendo assim cobrir a parcela relativa a participantes e às patrocinadoras.

A avaliação atuarial da Fundação Petros em 2009, de modo a atender as regras das Pensões Complementares, evidenciou um menor nível de perdas decorrentes de riscos durante o exercício, observando-se também que o saldo do fundo de risco coletivo apresentava um valor suficiente para cobrir os benefícios estimados para 2010. Logo, a Fundação acatou a sugestão do atuário para redirecionar as contribuições de risco à conta dos participantes do plano durante o primeiro semestre de 2010.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

15. Obrigações com Benefícios Pós-Aposentadoria e Outros Benefícios (Continuação)

15.2) Plano de previdência no exterior – Benefício definido

Os principais planos de benefício definido oferecidos pelas subsidiárias da Petrobras International Braspetro B.V. (PIB BV) são os seguintes:

- ***Petrobras Energía S.A.***

- a) *Plano “Terminal Indemnity”*

- Trata-se de um plano de benefícios pelo qual os empregados que cumpram determinadas condições estão aptos para receber, na aposentadoria um mês de salário por cada ano de serviço na Companhia, de acordo com uma escala decrescente conforme os anos de vigência do plano.

- b) *“Fundo compensador”*

- Têm direito a este benefício os empregados da Pesa que tenham aderido aos planos de contribuições definidas vigentes ao longo do tempo e que tenham ingressado na Companhia antes de 31 de maio de 1995, e acumulem o tempo de serviço requerido.

- ***Nansei Sekiyu S.A.***

- A Refinaria Nansei Sekiyu oferece aos seus empregados um plano de benefícios de aposentadoria complementar programada, na modalidade benefício definido onde o participante, para se tornar elegível ao benefício, precisa ter no mínimo 50 anos de idade e 20 anos de serviço na Companhia. As contribuições são efetuadas somente pela patrocinadora.

15.3) Outros planos de contribuição definida

A subsidiária Transpetro e algumas controladas da Petrobras patrocinam planos de aposentadoria aos seus empregados.

15.4) Ativos do plano

Políticas e Estratégias de Investimento

A estratégia de investimentos da Companhia para ativos para plano de benefícios é reflexo de uma visão de longo prazo, uma avaliação cuidadosa dos riscos inerentes de diversas classes de ativos bem como a diversificação a fim de reduzir o risco da carteira. A carteira de ativos do plano deverá obedecer às políticas definidas pelo Banco Central do Brasil. Os fundos de renda fixa têm a maior parte dos investimentos em papéis privados e públicos. A meta da distribuição de ativos para o período entre 2011 e 2015 é de (25% a 70%) em renda fixa, (15% a 50%) em renda variável, (de 1,5% a 8%) em imóveis, de (0% a 15%) em financiamentos aos participantes do plano e de (2,5% a 15%) em outros investimentos.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

15. Obrigações com Benefícios Pós-Aposentadoria e Outros Benefícios (Continuação)

15.4) Ativos do plano (Continuação)

Medições do Valor Justo em 31 de dezembro de 2010 (em milhões de US\$)					
Categoria do Ativo	Valor				Distribuição %
	Justo Total	Nível 1	Nível 2	Nível 3	
Renda fixa	14.810	9.483	5.327	-	54%
Títulos de empresas	5.254	-	5.254	-	19%
Títulos do Tesouro Nacional	9.483	9.483	-	-	35%
Outros	73	-	73	-	-
Renda variável	10.974	6.280	1.319	3.375	40%
Títulos de Participação Patrimonial	6.280	6.280	-	-	23%
Fundos de <i>Private equity</i>	4.670	-	1.296	3.374	17%
Outros Investimentos	24	-	23	1	-
Imóveis	877	-	-	877	3%
	26.661	15.763	6.646	4.252	97%
Empréstimos	679				3%
Total	27.340				100%

Caixa e financiamentos foram avaliados a seu custo, o que se aproxima do valor de mercado. Os valores de mercado dos ativos de renda fixa incluem títulos públicos, tendo o valor de mercado como base os preços negociados nos pregões ativos (Nível 1).

Os valores de mercado das ações brasileiras classificadas no Nível 1 possuem como base principal os preços negociados nos pregões. Os títulos de renda variável incluem investimentos em ações ordinárias e preferenciais da Companhia, nos valores de US\$1.042 e de US\$790, respectivamente, em 31 de dezembro de 2010.

Estimaram-se os valores de dívida empresarial com o emprego dos dados observáveis das operações correlatas no mercado. Estimou-se o valor de mercado dos demais fundos de ações através do emprego da variação dos preços negociados de ativos idênticos em mercados ativos, ajustados pelos custos das operações, e classificados no Nível 2.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

15. Obrigações com Benefícios Pós-Aposentadoria e Outros Benefícios (Continuação)

15.4 Ativos do plano (Continuação)

O valor de mercado dos fundos de ações do Nível 3 possui como base a avaliação interna com o emprego do fluxo de caixa descontado. O efeito das mensurações de valor de mercado com o emprego de dados significantes não observáveis, sobre as variações durante o período dos ativos do Nível 3, é:

	Milhões de US\$			
	Fundos de <i>private equity</i>	Outros Investimentos	Imóveis	Total
Total em 31 de dezembro de 2009	2.403	10	505	2.918
Retorno Efetivos dos Ativos do Plano :	841	-	142	983
Compras, Vendas e Liquidações	8	(9)	202	201
Ganho na conversão	122	-	28	150
Total em 31 de dezembro de 2010	3.374	1	877	4.252

A carteira de investimentos dos Planos Petros e Petros 2, em 31 de dezembro de 2010, estava constituída por: 54% de renda fixa, com rentabilidade esperada de 6,2% a.a.; 40% de renda variável, com rentabilidade esperada de 8% a.a.; 6% de outros investimentos (operações com participantes, imóveis e projetos de infra-estrutura), o que resultou numa taxa de juros média de 6,78% a.a.

15.5 Plano de saúde - “Assistência Multidisciplinar de Saúde” (AMS)

A Petrobras e suas subsidiárias brasileiras, mantêm um plano de assistência médica (AMS), com benefícios definidos, que cobre todos os empregados das empresas no Brasil (ativos e inativos) e seus 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 compromisso da Companhia relacionado aos benefícios futuros devidos aos participantes do plano é calculado anualmente por atuário independente, com base no método da Unidade de Crédito Projetada. O plano de assistência médica não está coberto por ativos garantidores. Ao invés disso, o pagamento dos benefícios é efetuado pela Companhia com base nos custos incorridos pelos participantes.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

15. Obrigações com Benefícios Pós-Aposentadoria e Outros Benefícios (Continuação)

15.5) Plano de saúde – “Assistência Multidisciplinar de Saúde” (AMS) (Continuação)

Para fins de cálculo, assumiu-se a taxa de aumento no custo per capita dos benefícios do plano de saúde de 10% ao ano, com a adoção do Tópico de Condificação 715. A redução esperada para a taxa anual era para 4,5% de 2007 a 2036.

As taxas que refletem a tendência dos custos de benefícios de plano de saúde assumidas afetam significativamente os valores apresentados referentes ao plano de saúde pós-aposentadoria. Uma variação de um ponto percentual nos custos assumidos do plano de saúde teria os seguintes efeitos:

	<u>Aumento de um ponto percentual</u>	<u>Redução de um ponto percentual</u>
Efeito sobre os componentes do custo total dos serviços e juros	147	(119)
Efeito sobre a obrigação com benefícios pós-aposentadoria	1.210	(991)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

15. Obrigações com Benefícios Pós-Aposentadoria e Outros Benefícios (Continuação)

15.6) Posição custeada, custo de benefício periodico líquido e outros resultados abrangentes acumulados

a) Posição custeada dos planos

A posição custeada dos planos em 31 de dezembro de 2010 e 2009, com base em relatório de atuário independente e nos valores reconhecidos pela Companhia em seus balanços patrimoniais para os exercícios findos naquelas datas, é apresentada como segue:

	2010			2009		
	Plano de Pensão		Plano de Saúde	Plano de Saúde		Plano de Saúde
	Benefícios Definidos	Contribuição Variável		Benefícios Definidos	Contribuição Variável	
Variação das obrigações com benefícios:						
Obrigações com benefícios no início do exercício	27.276	302	6.869	16.041	128	4.225
Custo dos serviços	239	61	117	165	53	75
Custo dos juros	3.094	35	783	2.371	19	630
Mudança no plano	-	-	-	-	-	-
Perda (ganho) atuarial	2.292	28	480	3.403	42	575
Benefícios pagos	(1.052)	(2)	(309)	(909)	(2)	(236)
Novo plano de pensão de contribuição variável	-	-	-	-	-	-
Outras	(3)	-	-	(20)	1	-
Ganho sobre a conversão	1.308	16	328	6.225	61	1.600
Obrigações com benefícios no fim do exercício	33.154	440	8.268	27.276	302	6.869
Variação dos ativos do plano:						
Valor justo dos ativos do plano no início do exercício	22.674	116	-	14.079	36	-
Retorno efetivo sobre os ativos do plano	3.812	19	-	3.703	14	-
Contribuições por parte da Companhia	460	-	309	327	23	236
Contribuições por parte dos funcionários	219	-	-	179	23	-
Benefícios pagos	(1.052)	(2)	(309)	(909)	(2)	(236)
Outras	2	-	-	(5)	-	-
Ganho sobre a conversão	1.088	4	-	5.300	21	-
Valor justo dos ativos do plano no fim do exercício	27.203	137	-	22.674	116	-
Situação de financiamento	(5.951)	(303)	(8.268)	(4.602)	(186)	(6.869)
Valores reconhecidos no balanço patrimonial consistem de:						
Passivo circulante	(105)	(303)	(374)	(183)	(186)	(325)
Passivo exigível à longo prazo	(5.846)	-	(7.894)	(4.419)	-	(6.544)
	(5.951)	(303)	(8.268)	(4.602)	(186)	(6.869)
Perda atuarial líquida não-reconhecida	3.047	62	590	2.200	29	101
Custo de serviço passado não-reconhecido	275	127	19	82	62	20
Outros resultados abrangentes acumulados	3.322	189	609	2.282	91	121
Total da obrigação reconhecida, líquida	(2.629)	(114)	(7.659)	(2.320)	(95)	(6.748)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

15. Obrigações com Benefícios Pós-Aposentadoria e Outros Benefícios (Continuação)

15.6) Posição custeada, custo de benefício periodico líquido e outros resultados abrangentes acumulados (Continuação)

b) Custo periódico de benefício líquido

	2010			2009		
	Plano de Pensão		Plano de Saúde	Plano de Pensão		Plano de Saúde
Benefícios Definidos	Contribuição Variável	Benefícios Definidos		Contribuição Variável		
Custo-benefício dos serviços incorridos durante o exercício	243	62	119	165	53	75
Custo de juros sobre obrigações estimadas com benefícios	3.148	36	797	2.371	19	630
Retorno estimado sobre os ativos do plano	(2.682)	(17)	-	(1.995)	(8)	-
Amortização do custo de serviço passado, líquida	64	10	4	59	9	2
Ganho/(perdas) sobre a conversão	(1)	-	-	53	6	104
	<u>772</u>	<u>91</u>	<u>920</u>	<u>653</u>	<u>79</u>	<u>811</u>
Contribuições por parte dos empregados	(223)	-	-	(179)	(23)	-
Custo periódico de benefício, líquido	<u>549</u>	<u>91</u>	<u>920</u>	<u>474</u>	<u>56</u>	<u>811</u>

c) Outros resultados abrangentes acumulados

	2010			2009		
	Plano de Pensão		Plano de Saúde	Plano de Pensão		Plano de Saúde
Benefícios Definidos	Contribuição Variável	Benefícios Definidos		Contribuição Variável		
Outros resultados abrangentes acumulados no início do exercício	2.282	90	121	253	95	(404)
Perda/(ganho) atuarial líquido	1.118	96	480	1.800	(82)	575
Amortização de ganho/(perda) atuarial	(1)	(1)	-	-	-	-
Custo de serviço passado, líquido	-	-	-	-	-	-
Amortização do custo de serviço passado, líquida	(60)	(9)	(2)	(51)	(8)	2
Ganhos/(perdas) sobre a conversão	(17)	13	10	280	86	(52)
Outros resultados abrangentes acumulados no final do exercício	<u>3.322</u>	<u>189</u>	<u>609</u>	<u>2.282</u>	<u>91</u>	<u>121</u>

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

15. Obrigações com Benefícios Pós-Aposentadoria e Outros Benefícios (Continuação)

15.6) Posição custeada, custo de benefício periodico líquido e outros resultados abrangentes acumulados (Continuação)

c) Outros resultados abrangentes acumulados:

Valores estimados incluídos em outros resultados abrangentes acumulados em 31 de dezembro de 2010 que serão amortizados no custo periódico pós-aposentadoria líquido durante 2011 estão apresentados abaixo:

	Plano de Pensão		Plano de Saúde
	Benefícios Definidos	Contribuição Variável	
Perda (ganho) atuarial líquido não-reconhecido	1	1	2
Custo de serviço passado não-reconhecido	61	9	-

d) Premissas

As principais premissas adotadas no cálculo atuarial para 2010 e 2009 estão sumarizadas abaixo:

	2010	2009
Taxa de desconto	Inflação 5,3% a 4,3% a.a. ⁽¹⁾ + juros 5,91% a.a. ⁽²⁾	Inflação 4,5% a 4% a.a. ⁽¹⁾ + juros: 6,57% a.a. ⁽²⁾
Taxa de aumento salarial	Inflação 5,3% a 4,3% a.a. ⁽¹⁾ + 2,220% a.a.	Inflação 4,5% a 4% a.a. ⁽¹⁾ + 2,295% a.a.
Taxa de retorno estimada dos ativos do plano de aposentadoria	Inflação 5,3% a.a. ⁽¹⁾ + juros: 6,78% a.a.	Inflação 4,5% a.a. ⁽¹⁾ + juros: 6,74% a.a.
Taxa de giro dos planos de saúde	0,660% a.a. ⁽³⁾	0,768% a.a. ⁽³⁾
Taxa de giro dos planos de aposentadoria	Nulo	Nulo
Taxa de custos médico-hospitalares	7,89% a 4,3% a.a. ⁽⁴⁾	7,5% a 4% a.a. ⁽⁴⁾
Tabela de mortalidade	AT 2000, conforme o sexo	AT 2000, conforme o sexo
Tabela de invalidez	TASA 1927	TASA 1927
Tabela de mortalidade para inválidos	AT 49, conforme o sexo	AT 49, conforme o sexo

(1) Inflação em queda linear nos próximos 5 anos, quando se tornará constante.

(2) A Companhia utiliza uma metodologia para o cálculo de uma taxa real equivalente, a partir da futura curva de retorno dos títulos do governo de mais longo prazo, levando-se em conta no cálculo desta taxa, o perfil de vencimentos das obrigações por aposentadorias e assistência médica.

(3) Giro médio que varia de acordo com a idade e o tempo de serviço.

(4) Taxa decrescente, que nos próximos 30 anos, atingirá as projeções de longo prazo estimadas para a inflação.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

15. Obrigações com Benefícios Pós-Aposentadoria e Outros Benefícios (Continuação)

15.6) Posição custeada, custo de benefício periodico líquido e outros resultados abrangentes acumulados (Continued)

e) Contribuições em dinheiro e pagamentos de benéficos

Em 2010, as contribuições efetuadas pela Companhia a seus planos de pensão totalizaram US\$460. Em 2011, a Companhia espera que tais contribuições sejam de, aproximadamente, US\$540. Os valores efetivos de contribuição dependem dos rendimentos auferidos pelos investimentos realizados, de alterações nas obrigações com pensão e de outros fatores econômicos. Pode ser necessária a obtenção de recursos adicionais caso os rendimentos auferidos sejam insuficientes para compensar os aumentos nas obrigações previdenciárias.

Os seguintes pagamentos de benefícios, que incluem a estimativa de serviços futuros, deverão ser efetuados pelo fundo de pensão nos próximos 10 anos:

	<u>Plano de Pensão</u>		<u>Benefícios de Plano de Saúde</u>
	<u>Benefícios Definidos</u>	<u>Contribuição Variável</u>	
2011	1.687	8	370
2012	1.887	13	411
2013	2.082	19	456
2014	2.287	26	499
2015	2.510	34	552
Cinco anos subsequentes	16.247	364	3.641

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

16. Patrimônio Líquido

a) Capital

Em 31 de dezembro de 2010 o capital social subscrito e totalmente integralizado da Companhia estava representado por 7.442.454.142 ações ordinárias e 5.602.042.788 ações preferenciais (5.073.347.344 ações ordinárias e 3.700.729.396 ações preferenciais em 31 de dezembro de 2009). As ações preferenciais não asseguram direito de voto e não são conversíveis em ações ordinárias e vice-versa. As ações preferenciais têm prioridade no recebimento dos dividendos e retorno do capital.

A Assembleia Geral Extraordinária realizada em 24 de março de 2008, resolveu desdobrar em duas as ações da Companhia, o que resultou: (a) na distribuição gratuita de uma nova ação do mesmo tipo para cada ação original e com base na participação acionária em 25 de abril de 2008; (b) na distribuição gratuita de uma nova *American Depository Share* (ADS) do mesmo tipo para cada ADS original e com base na participação acionária em 25 de abril de 2008. Nesta mesma data foi aprovada a alteração do artigo 4º dos Estatutos Sociais da Companhia, determinando que o capital passasse a ser dividido em 8.774.076.740 ações, das quais 5.073.347.344 ordinárias e 3.700.729.396 preferenciais, sem valor nominal. Tal aditamento ao Estatuto Social da Companhia passou a vigorar em 25 de abril de 2008. A relação entre as ADS e as ações de cada classe continua de duas ações para uma ADS. Todas as informações sobre ações, ADS, por ação e por ADS constantes das demonstrações contábeis e das notas em anexo, foram ajustadas para refletir o resultado do desdobramento das ações.

A legislação brasileira em vigor dispõe que o Governo Federal deverá ser proprietário de 50% mais uma ação do capital votante da Companhia.

a.1) Aumento de capital

- **Aumento de capital com reservas em 2010**

A Assembleia Geral de Acionistas juntamente com a Assembleia Geral Ordinária realizada em 22 de abril de 2010, aprovou um aumento de capital na Companhia de US\$36.194 (R\$78.967 milhões) para US\$39.741 (R\$85.109 milhões), através da capitalização de parte da reserva de lucro no valor de US\$3.251 (R\$5.627 milhões), dos quais US\$519 (R\$899 milhões) são oriundos de uma reserva legal, US\$2.724 (R\$4.713 milhões) são oriundos de reserva de lucros retidos, de acordo com o artigo 169, parágrafo 1º, da Lei 6.404/76, e US\$8 (R\$15 milhões) de parte de uma reserva de incentivo fiscal formada em 2009, em conformidade com o artigo 35, parágrafo 1º, da Portaria 2.091/07 do Ministério do Governo da Integração Nacional, e de reserva de capital no valor de US\$296 (R\$515 milhões).

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

16. Patrimônio Líquido (Continuação)

a) Capital (Continuação)

a.1) Aumento de capital (Continuação)

- **Aumento de capital com emissão de ações**

Em 23 de setembro de 2010 a Reunião de Diretoria da Petrobras aprovou o aumento do capital social da Companhia de US\$39.741 (R\$85.109 milhões) para US\$106.655 (R\$200.161 milhões), através de emissão de 2.293.907.960 ações ordinárias e 1.788.515.136 de ações preferenciais, com os mesmos direitos das ações existentes.

Em 29 de setembro de 2010, como resultado da Oferta Global das ações anteriormente mencionado, a Petrobras arrecadou US\$66.914 (R\$115.052 milhões), US\$39.768 (R\$67.816 milhões) representadas por Letras Financeiras do Tesouro e o restante US\$27.146 (R\$47.236 milhões) à vista. Todas as Letras Financeiras do Tesouro e parte do valor à vista levantado foram usados para pagar o Contrato de Cessão Onerosa (Vide nota 9(a)).

Como resultado da emissão, o capital total da Petrobras é representando por 7.367.255.304 ações ordinárias e por 5.489.244.532 ações preferenciais a partir de 30 de setembro de 2010.

Em 1º de outubro de 2010, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a emissão de 75.198.838 ações ordinárias e 112.798.256 ações preferenciais, resultantes da oferta de distribuição de lote suplementar, com os mesmos preços e direitos das ações anteriormente emitidas. Como resultado da emissão, a Petrobras aumentou US\$3.091 (R\$5.196 milhões) e seu capital total está representado por 7.442.454.142 ações ordinárias e por 5.602.042.788 ações preferenciais.

- **Aumento de capital com reservas em 2011**

A Administração da Petrobras está propondo à Assembleia Geral Extraordinária, a ser realizada em conjunto com a Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2011, o aumento do capital social da Companhia de US\$109.746 (R\$205.357) para US\$109.760 (R\$205.380), mediante a capitalização de parte da reserva de lucros de incentivos fiscais constituída em 2010, no montante de US\$14 (R\$23), em atendimento ao artigo 35, parágrafo 1º, da Portaria nº 2.091/07 do Ministro do Estado da Integração Nacional. Essa capitalização será efetiva sem a emissão de novas ações, de acordo com o artigo 169, parágrafo 1º, da Lei nº 6.404/76.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

16. Patrimônio Líquido (Continuação)

a) Capital (Continuação)

a.2) Reforma subsequente do Estatuto Social

Em data posterior à do balanço patrimonial, em uma Assembleia Geral Extraordinária realizada em 31 de janeiro de 2011, foi aprovada a alteração do estatuto da Companhia, conforme segue:

- a) alterar o artigo 4º, caput, de forma a estabelecer que o capital social da Companhia passe a constar como sendo de US\$109.746 (R\$205.357), dividido em 13.044.496.930 ações, todas nominativas, escriturais, sem valor nominal, sendo 7.442.454.142 ações ordinárias e 5.602.042.788 ações preferenciais;
- b) excluir os §§ 1º, 2º e 3º do artigo 4º, de forma a retirar o limite de capital autorizado para ações ordinárias e preferenciais de emissão da Companhia que, nos termos da Lei nº 6.404/76, permitiria em determinadas circunstâncias o aumento do capital social da Companhia, independentemente de reforma estatutária, por deliberação do Conselho de Administração;
- c) inserir novo § 1º no artigo 4º, de forma a estabelecer que os aumentos de capital mediante a emissão de ações serão submetidos previamente à deliberação da Assembleia Geral;
- d) renumerar como § 2º o atual § 4º do artigo 4º;
- e) renumerar como § 3º o atual § 5º do artigo 4º;
- f) excluir o inciso IX do artigo, que prevê a competência para o Conselho de Administração deliberar sobre aumento de capital dentro do limite autorizado, já que a Companhia não terá mais capital autorizado;
- g) alterar o inciso III do artigo 40, que define como competência da Assembleia Geral o aumento do capital social, suprimindo a ressalva às hipóteses de capital autorizado, que não mais existirão; e
- h) excluir o artigo 62, que define as disposições transitórias aprovadas na Assembleia Geral Extraordinária de 22 de junho de 2010.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

16. Patrimônio Líquido (Continuação)

b) Capital Adicional Pago

b.1) Despesas com a emissão de ações

Os custos diretos da oferta global no montante de US\$279, líquido de impostos, foram registrados no patrimônio líquido.

c) Lucros acumulados a apropriar

A legislação brasileira e o Estatuto Social da Companhia requerem a destinação anual de lucros acumulados para a reserva de retenção de lucros. Os objetivos e as bases dessas apropriações são os seguintes:

- **Reserva Legal**

A constituição dessa reserva é obrigatória para empresas brasileiras através da apropriação anual de 5% do lucro líquido contábil do exercício até que o seu saldo atinja o limite de 20% do valor do capital. Essa reserva pode ser utilizada para aumento de capital ou para absorver prejuízos, mas não pode ser utilizada no pagamento de dividendos em dinheiro.

- **Reserva estatutária**

Constituída sobre um montante equivalente a, no mínimo, 0,5% do capital social subscrito e integralizado no fim do exercício e destinando-se ao custeio dos programas de pesquisa e de desenvolvimento tecnológico. O saldo dessa reserva não pode exceder 5% do capital social, de acordo com o Artigo 55 do Estatuto Social da Companhia.

- **Reserva de incentivos fiscais**

Reserva constituída com aplicações em incentivos fiscais, originadas de destinações de parte do imposto de renda da Companhia. Se refere aos incentivos fiscais no Nordeste, no âmbito da Agência de Desenvolvimento do Nordeste (ADENE), que concedem uma redução de 75% do imposto de renda devido, calculado sobre o lucro da exploração de atividades incentivadas. Até 31 de dezembro de 2010, esse incentivo totalizava US\$131 (US\$167 em 31 de dezembro de 2009), que só podem ser utilizados para compensar prejuízos ou para aumento de capital, conforme previsto no Artigo 545 do Regulamento de Imposto de Renda e que foi contabilizado pelo método de alocação integral no resultado (*flow through method*).

Em 10 de maio de 2007, a Receita Federal do Brasil reconheceu o direito da Petrobras de deduzir esse incentivo do imposto de renda devido, compreendendo os períodos-base de 2006 até 2015.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

16. Patrimônio Líquido (Continuação)

c) Lucros acumulados a apropriar (Continuação)

- **Reserva de retenção de lucros**

A destinação do lucro líquido do exercício findo em 31 de dezembro de 2010 incluiu a retenção de lucros de US\$12.914, com a quantia de US\$12.172 oriunda do lucro líquido do exercício e US\$742 da adoção inicial do IFRS. Tal proposta destina-se a cobrir em parte o programa anual de investimentos definido no orçamento de capital para 2011, a ser aprovado na Assembleia Geral dos Acionistas de 2011.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

16. Patrimônio Líquido (Continuação)

d) Lucro básico e diluído por ação

O lucro líquido básico e diluído por ação foi determinado como segue:

	Exercício findo em 31 de dezembro		
	2010	2009	2008
Lucro líquido do exercício atribuível à Petrobras	19.184	15.504	18.879
Menos dividendos atribuíveis a ações preferenciais	(2.370)	(1.159)	(749)
Menos dividendos atribuíveis a ações ordinárias, até o limite dos dividendos atribuíveis a ações preferenciais, por ação	(3.148)	(1.589)	(1.027)
Saldo do lucro líquido a ser alocado igualmente às ações ordinárias e preferenciais	13.666	12.756	17.103
Média ponderada do número de ações em circulação:			
Ordinárias/ADS	5.683.061.430	5.073.347.344	5.073.347.344
Preferenciais/ADS	4.189.764.635	3.700.729.396	3.700.729.396
Lucro básico e diluído por ação			
Ordinária e preferencial	1,94	1,77	2,15
Lucro básico e diluído por ADS	3,88	3,54	4,30

e) Dividendos e juros sobre capital próprio

De acordo com o estatuto social da Companhia, os portadores de ações preferenciais e ordinárias têm direito a um dividendo mínimo de 25% do lucro líquido do exercício, ajustado de acordo com a legislação societária brasileira. Ademais, os acionistas preferenciais têm prioridade no recebimento de dividendos anuais de no mínimo 3% do valor contábil das ações ou 5% do capital integralizado relativo às ações preferenciais, reconhecido nos registros contábeis societários. A partir de 1º de janeiro de 1996, os juros atribuíveis aos acionistas na qualidade de juros (veja a seguir) poderão ser deduzidos do cálculo dos dividendos mínimos. Os dividendos são pagos em reais. A distribuição de dividendos a partir de 1º de janeiro de 1996 não está sujeita ao imposto retido na fonte.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

16. Patrimônio Líquido (Continuação)

e) Dividendos e juros sobre capital próprio (Continuação)

A Companhia constitui uma provisão para os dividendos mínimos ou o total dos juros sobre capital próprio quando o benefício fiscal for reconhecido em 31 de dezembro.

As empresas brasileiras podem atribuir juros sobre o capital próprio, que podem ser pagos em dinheiro ou utilizados para aumento de capital. O cálculo é feito com base no valor contábil do patrimônio líquido e a taxa de juros utilizada não pode ser superior à Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP divulgada pelo Banco Central do Brasil. O valor dos juros sobre o capital próprio não pode ultrapassar 50% do lucro líquido do exercício ou 50% do total de lucros acumulados somados à reserva de lucros, dos dois o que for maior. Os juros sobre o capital próprio estão sujeitos a imposto de renda retido na fonte à alíquota de 15%, como estabelecido pela Lei N° 9.249/95, exceto quando o acionista for isento ou imune.

e.1) Dividendos e juros sobre capital próprio – ano fiscal 2010

Os dividendos propostos a partir de 31 de dezembro de 2010, no valor de US\$6,780 incluem juros sobre capital próprio no montante total de US\$5.857, aprovado pelo Conselho de Administração, como segue:

Parcela	Data da aprovação do Conselho Administração	Data da posição acionária	Data de pagamento	Valor da parcela – US\$ milhões
1ª parcela de JCP	14.05.2010	21.05.2010	31.05.2010	982
2ª parcela de JCP	16.07.2010	30.07.2010	31.08.2010	966
3ª parcela de JCP	22.10.2010	01.11.2010	30.11.2010	1.062
4ª parcela de JCP	10.12.2010	21.12.2010	30.12.2010	1.539
5ª parcela de JCP	25.02.2011	21.03.2010		1.308
Dividendos	25.02.2011			923
				6.780

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

16. Patrimônio Líquido (Continuação)

e) Dividendos e juros sobre capital próprio (Continuação)

e.1) Dividendos e juros sobre capital próprio – ano fiscal 2010 (Continuação)

Esses juros sobre o capital próprio deverão ser descontados da remuneração que vier a ser distribuída no encerramento do exercício de 2010. O valor será atualizado monetariamente, de acordo com a variação da taxa SELIC, desde a data do efetivo pagamento até o final do referido exercício.

Os juros sobre capital próprio foram incluídos com os dividendos propostos para o ano, como estabelecido no Estatuto Social da Companhia, e geraram créditos de imposto de renda e contribuição social de US\$1.991 (US\$1.331 em 2009, e US\$995 em 2008) (Veja Nota 3).

17. Aquisições / Vendas de Ativos

a) Ágio (*Goodwill*)

O ágio representa o excedente do preço de compra além do valor estimado de mercado, dos ativos líquidos com a aquisição do negócio. De acordo com o Tópico de Codificação 350 – Ágio e Demais Ativos Intangíveis (“ASC 350”), o ágio da Companhia não é amortizado, mas submetido a testes de desvalorização no nível da unidade escriturada, sendo este um segmento operacional ou um nível abaixo do segmento operacional. A Companhia realiza a análise anual de desvalorização do ágio no último trimestre de cada exercício, ou sempre que as circunstâncias ou suas alterações indiquem que o valor contábil poderá ser não recuperável.

A desvalorização do ágio abrange duas fases. Na primeira, a Companhia confronta o valor de mercado da unidade escriturada com o valor contábil, incluído o ágio. Caso o valor de mercado seja inferior ao valor contábil, incluído o ágio, há indícios de perda por desvalorização, avaliada mediante a segunda fase. Na segunda fase, emprega-se o valor de mercado estimado da primeira fase como preço de compra de uma aquisição hipotética da unidade escriturada. Utilizam-se as regras contábeis de compras de negócios de forma a determinar um preço hipotético de compra para os ativos e passivos da unidade escriturada. Confronta-se o valor residual do ágio resultante deste preço hipotético de compra com o valor lançado do ágio da unidade escriturada, sendo o valor lançado ajustado para o valor hipotético, caso seja este inferior.

Movimentação no saldo de ágio para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2010 e 2009:

Saldo em 31 de dezembro de 2008	<u>118</u>
Ajustes acumulados de conversão	<u>21</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2009	<u>139</u>
Aquisições no Chile	49
Ajustes acumulados de conversão	<u>4</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2010	<u><u>192</u></u>

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

17. Aquisições / Vendas de Ativos (Continuação)

b) Combinação de Negócios

- **Aquisição de negócios de distribuição no Chile**

Em 30 de abril de 2009, a Petrobras concluiu, através de suas subsidiárias integrais Petrobras Venezuela Investments & Services B.V e Petrobras Participaciones, S.L., sediadas nos Países Baixos e na Espanha, respectivamente, o processo para a aquisição dos negócios de distribuição e logística da ExxonMobil no Chile, mediante o pagamento de US\$463, líquido de caixa e equivalentes de caixa das empresas adquiridas. Durante 2010, a Companhia registrou ágio de US\$49 após concluir a avaliação do valor de mercado da empresa de distribuição e logística no Chile. Devido à sua irrelevância, as informações pró-forma não foram apresentadas.

Em 1º de dezembro de 2009 foi efetivada a compra, por aproximadamente US\$14, da Chevron Chile S.A.C, que produz e comercializa lubrificantes da marca Texaco no Chile.

- **Aumento de Participação no Capital Social da Breitener Energética S.A.**

Em 31 de dezembro de 2009, a Petrobras possuía 30% do capital social da Breitener Energética S.A., empresa constituída com o objetivo de geração de energia elétrica, situada na cidade de Manaus, no Estado do Amazonas. Em 12 de fevereiro de 2010, foram adquiridos 35% de participação no capital social por US\$2, passando a Petrobras a deter o controle acionário da empresa. Como resultado da aquisição, Petrobras possui 65% da participação na Breitener Energética S.A.. Devido à imaterialidade do saldo, a informação pró-forma não será divulgada.

c) Aquisição de empresas afiliadas

- **Aquisições no Segmento de Biocombustível**

Em 2009, Petrobras adquiriu participação em companhias do segmento de biocombustível, como segue:

<u>Data da aquisição</u>	<u>Companhia</u>	<u>% de ações</u>	<u>Valor da Aquisição – US\$ milhões</u>
8 de dezembro de 2009	BSBios Marialva Indústria e Comércio	50	32
24 de agosto de 2010	Bioóleo Industrial e Comercial	50	11
1º de novembro de 2010	Nova Fronteira Bioenergia S.A.	37,05	155
18 de janeiro de 2010	Total Agroindústria Canavieira S.A.	40,37	79
14 de maio de 2010	Açúcar Guarani S.A.	45,7	380

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

17. Aquisições / Vendas de Ativos (Continuação)

c) Aquisição de empresas controladas (Continuação)

- **Brasil Carbonos S.A.**

Em 22 de dezembro de 2010, a Companhia adquiriu do Grupo Unimetal 49% do total das ações da Brasil Carbonos S.A, pelo montante de US\$27. Na avaliação do valor justo dos ativos líquidos adquiridos foi identificada uma mais valia de US\$17 no imobilizado.

- **Acordo de Investimento entre Petrobras, Petroquisa, Braskem, Odebrecht e Unipar**

Em 22 de janeiro de 2010, a Petrobras e a Odebrecht celebraram um acordo para consolidar todas os investimentos petroquímicos de ambas as companhias na Braskem. As transações ocorridas em 27 de dezembro de 2010, através das seguintes operações:

Em abril de 2010, a Petrobras aportou aproximadamente US\$1.388 na Braskem, através de uma coligada, como resultado de uma subscrição privada.

Em 27 de abril de 2010, a Braskem adquiriu da Unipar 60% da Quattor Participações e, em 10 de maio de 2010, 100% da Unipar Comercial e 33,33% da Polibutenos.

Em 18 de junho de 2010, 40% das ações da Quattor Participações S.A. detidas pela Petrobras foram incorporadas pela Braskem por meio da emissão de 18.000.087 novas ações ordinárias. A troca foi contabilizada de acordo com a ASC Tópico 860 "Transferências e Serviços", com base no valor justo das participações recebidas pela Braskem na data da transação. Como resultado da operação foi reconhecida uma perda no valor de US\$226, líquida de impostos.

Em 17 de agosto de 2010, a Braskem transferiu 1.515.433 de suas ações preferenciais por uma quantia nominal, a fim de cumprir os termos do contrato.

Em 30 de agosto de 2010, as ações representando 10% da participação na Rio Polímeros S.A. mantidas pela Petrobras foram substituídas por 1.280.132 novas ações preferenciais emitidas pela Braskem. A substituição foi contabilizada de acordo com a ASC Tópico 860 "Transferências e Serviços", com base no valor justo da participação, recebido da Braskem na data da transação. Como resultado da transação, uma perda de US\$46, líquida de impostos, foi reconhecida.

Em 27 de dezembro de 2010, a incorporação das ações da Quattor Petroquímica pela Braskem foi concluída.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

17. Aquisições / Vendas de Ativos (Continuação)

c) Aquisição de empresas controladas (Continuação)

- **Acordo de Investimento entre Petrobras, Petroquisa, Braskem, Odebrecht e Unipar (Continuação)**

Como resultado das transações acima mencionadas, a Petrobras aumentou sua participação na Braskem de 25,41% para 36,1% durante o ano de 2010.

d) Aquisição de participação minoritária

- **Opção de venda da refinaria de Pasadena pela Astra**

Em decisão preliminar proferida em 10 de abril de 2009, no âmbito de processo arbitral entre a Petrobras America Inc - PAI e outras e a Astra Oil Trading NV - ASTRA e outras, foi considerado válido o exercício da opção de venda (“put option”) exercido pela ASTRA em relação à PAI dos 49,13% remanescentes das ações da ASTRA na Pasadena Refinery Systems Inc. (“PRSI”).

De acordo com a decisão tomada, o valor para adquirir a participação acionária remanescente da refinaria e na empresa de trading em Pasadena foi fixado em US\$466.

Reconheceu-se em março de 2009 o prejuízo de US\$147, relativo à diferença entre o valor de mercado dos ativos líquidos e o valor definido pela comissão de arbitragem. Como resultado dessa decisão a empresa lançou o débito de US\$289 pago em adicionais de Capital, em razão da aquisição do saldo de 49,13% das ações da Astra na Pasadena Refinery Systems Inc. (PRSI).

Há ainda processos judiciais em curso para pedir indenizações por ambas as partes e outras reivindicações.

- **Opção de venda da refinaria Nansei Sekiyu**

Em 1º de abril de 2010 a Sumitomo Corporation informou o interesse de exercer o direito de venda para a Petrobras de 12,5% das ações do capital social da refinaria Nansei Sekiyu K.K. (Nansei). O restante do capital acionário (87,5%) já é de propriedade da PIBBV desde 2008.

Em 29 de setembro de 2010, o acordo de compra e venda das ações foi assinado e, em 20 de outubro de 2010, o pagamento foi realizado no montante equivalente a US\$29 (R\$48.843 mil - JPY 2.365.268 mil), mediante a entrega das ações.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

17. Aquisições / Vendas de Ativos (Continuação)

d) Aquisição de participação minoritária (Continuação)

- **Opção de venda da refinaria Nansei Sekiyu (Continuação)**

Como resultado do exercício do direito de venda pela Sumitomo Corporation, uma perda foi reconhecida no montante de US\$10, correspondente à diferença entre o valor justo das ações e o preço de compra estimado.

- **Aquisição de participação acionária na Refinaria Alberto Pasqualini S.A. - REFAP**

Em 14 de dezembro de 2010, a Downstream Participações Ltda assinou com a Repsol YPF o Contrato de Compra e Venda de Ações para a aquisição de 30% do capital social da Refinaria Alberto Pasqualini S.A. (Refap) por US\$350. Essa transação com acionistas não controladores resultou numa redução de US\$71 no patrimônio líquido atribuível aos acionistas da Companhia, como contribuição adicional de capital.

Com esta aquisição, a Downstream detém 100% do controle das ações da Refap. A Repsol havia adquirido a participação de 30% em 2001, como resultado da troca de ativos realizada entre as empresas.

- **Sociedades de propósitos específicos**

Em 2009 e em 2010, a Petrobras exerceu opções para adquirir todas as ações de proprietários não controladores de determinadas Sociedades de Propósito Específicos - SPE, que foram anteriormente consolidadas. De acordo com a ASC Tópico 810, estas aquisições foram contabilizadas no patrimônio líquido atribuível à Petrobras.

Data da opção	Projeto	Razão social da SPE	% das ações		Contribuição adicional de capital	
			2009	2010	2009	2010
30/04/2009	Marlim	Marlim Participações S.A	100%			
11/12/2009	CLEP	Companhia Locadora de Equipamentos Petrolíferos	100%		983	
30/12/2009	NovaMarlim	NovaMarlim Participações S.A.	43,43%	56,57%	13	1
16/03/2010	Cabuínas	Cayman Cabiúnnas Investment Co. Ltd.	100%			
05/08/2010	Amazônia	Transportadora Urucu Manaus S.A - TUM	100%			99
01/09/2010	Barracuda & Caratinga	Barracuda & Caratinga Holding Company B.V.	100%			(572)
					996	(472)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

17. Aquisições / Vendas de Ativos (Continuação)

e) Alienação de ativos e outros esclarecimentos

• Venda da Refinaria de San Lorenzo e parte da rede de distribuição na Argentina

Em 04 de maio de 2010, a Petrobras Argentina S.A. (antiga Petrobras Energia S.A.) aprovou os termos e as condições do acordo para a venda à Oil Combustibles S.A. de ativos de refino e distribuição na Argentina. O negócio compreende uma refinaria situada em San Lorenzo na província de Santa Fé, uma unidade fluvial, e rede de comercialização de combustíveis vinculada a essa refinaria, composta por 360 postos de venda e clientes atacadistas associados.

A oferta pelos ativos mencionados foi de aproximadamente US\$36. Além disso, na data de fechamento serão vendidos à Oil Combustibles S.A. os estoques de petróleo e os diferentes produtos por aproximadamente US\$74. O valor total da transação está estimado em cerca de US\$110.

A operação encontra-se em fase de aprovação pelas autoridades administrativas requeridas pela legislação vigente na Argentina.

A operação não considera a venda da unidade reformadora que a Petrobras Argentina possui em seu Complexo Petroquímico de Puerto General San Martín.

• Aquisição da Gás Brasileiro Distribuidora S.A.

A Petrobras S.A., através da sua subsidiária Petrobras Gás S.A. (Gaspetro), assinou, em 26 de maio de 2010, com a Enti Nazionale Idrocarburi S.p.A. (ENI), contrato de aquisição de 100% das ações da Gas Brasileiro Distribuidora S.A. (GBD), pelo valor aproximado de US\$250, sujeito a ajustes em função do valor do capital da empresa na data da liquidação da operação.

A transferência do controle somente se dará após a conclusão da transação, que está condicionada à aprovação da Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP).

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

17. Aquisições / Vendas de Ativos (Continuação)

e) Alienação de ativos e outros esclarecimentos (Continuação)

- **Operações no Equador**

Em 2006, o governo do Equador deu início a uma série de reformas tributárias e regulamentares relativas às atividades com hidrocarbonetos, o que afetou de modo expressivo os contratos de participação nos blocos de exploração. A partir de 24 de novembro de 2010, todos os contratos de exploração em vigor até então foram obrigados a migrar para contratos de serviço.

A Petrobras Argentina S.A. (PESA), por intermédio da Sociedade Ecuador TLC S.A., possuía participação de 30% nos contratos de exploração do Bloco 18 e do campo unificado de Palo Azul, localizados na bacia Oriente do Equador.

A PESA resolveu não aceitar a proposta final de converter seus contratos para o novo modelo contratual, sendo da responsabilidade do governo do Equador indenizar os investimentos efetuados naqueles blocos de exploração.

Ainda no Equador, a PESA possui contrato do tipo *Ship or Pay* firmado com a Oleoducto de Crudos Pesados Ltd (OCP) para transporte de óleo que está em vigor desde 10 de novembro de 2003, com vigência de 15 anos. Por conta dos compromissos assumidos pela capacidade de transporte contratada e não utilizada devido à redução do volume comercializado de óleo, registrou passivo de US\$85 em 31 de dezembro de 2010.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

18. Compromissos e Contingências

a) Compromissos

- **Compromissos de compra de gás natural**

A Petrobras assinou contrato com a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), tendo por objeto a aquisição 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 é válido até 2019, e será prorrogado até que todo o volume contratado seja consumido. O gasoduto atingiu a capacidade média diária de 22,0 milhões de m³ em 2010.

Entre 2002 e 2005, a Petrobras adquiriu menos do que o volume mínimo definido no contrato com a YPFB, e pagou US\$81 com relação aos volumes não transportados, cujos créditos serão realizados com a retirada de futuros volumes.

Os compromissos de compra de gás até o vencimento do contrato representam um volume médio anual de 24 milhões de metros cúbicos diários.

No último trimestre de 2009, Petrobras e YPFB celebraram um aditamento ao contrato, o qual dispõe sobre o pagamento de valores complementares à YPFB com relação à quantidade de líquidos (hidrocarbonetos pesados) presentes no gás natural importado pela Petrobras da YPFB, através do Contrato de Fornecimento de Gás (GSA). O aditamento dispõe sobre os valores complementares entre US\$100 e US\$180 anuais, aplicados ao volume de gás entregue a partir de maio de 2007. Relativamente a 2007, foi lançada na forma de provisão a obrigação de pagamentos adicionais pela Petrobras, liquidada em fevereiro de 2010. O pagamento dos valores relativos aos anos seguintes será devido apenas após o cumprimento da condição anterior constante do aditamento, a qual exigirá negociações complementares com a YPFB.

- **Compromissos de compra de petróleo e seus derivados**

Com o objetivo de garantir o suprimento de derivados de petróleo aos seus clientes, a Companhia possui diversos contratos de compra convencionais, de curto e longo prazo, com vencimentos até 2019, os quais, coletivamente, obrigam a empresa a comprar aproximadamente 453.802 barris de óleo cru e derivados por dia, a preço de mercado.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

18. Compromissos e Contingências (Continuação)

a) Compromissos (Continuação)

- **Pagamento mínimo sobre as operações de arrendamento mercantil**

A Companhia está comprometida a efetuar pagamentos mínimos de arrendamento mercantil operacional para 31 de dezembro de 2010, conforme abaixo:

2011	10.645
2012	9.511
2013	7.622
2014	6.232
2015	3.481
2016 em diante	<u>10.587</u>

Pagamento mínimo de arrendamento mercantil operacional 48.078

A Companhia incorreu US\$5.943, US\$3.939 e US\$2.983 em despesas com arrendamento mercantil operacional, em 31 de dezembro de 2010, 2009 e 2008, respectivamente.

- **Garantias aos contratos de concessão para exploração de petróleo**

A Petrobras concedeu à ANP, como garantia para o programa exploratório mínimo previsto nos contratos de concessão das áreas de exploração, o total de US\$3.209 (US\$2.355 em 2009). Deste montante, US\$2,849 (US\$2.042 em 2009) correspondem ao penhor do petróleo extraído de campos previamente identificados e já em fase de produção, para áreas em que a Companhia já havia efetuado descobertas comerciais ou promovido investimentos. Para as áreas cujas concessões foram obtidas através de licitação da ANP, a Petrobras concedeu garantias bancárias no total de US\$1.096, até 31 de dezembro de 2010 (US\$333 em 2009).

b) Processos Judiciais

A Petrobras está sujeita a determinados compromissos e contingências originados do curso normal de seus negócios. Além disso, as operações e os resultados da Companhia têm sido, e podem ser no futuro, afetados de diferentes formas por alterações na política e na legislação brasileira, tais como o controle majoritário do Governo Federal na Companhia, a situação econômica brasileira, a venda forçada de ativos, aumento de impostos, processos fiscais retroativos e legislação ambiental. Não é possível estimar a probabilidade de ocorrência dessas contingências e o seu efeito sobre a Companhia.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

18. Compromissos e Contingências (Continuação)

b) Processos Judiciais (Continuação)

A Companhia está envolvida em diversos processos judiciais envolvendo questões civis, tributárias, trabalhistas, corporativas e ambientais originadas no curso normal de seus negócios. Com base no parecer de sua assessoria jurídica interna e no melhor juízo de sua administração, a Companhia constituiu provisões a valores considerados suficientes para cobrir perdas prováveis e razoavelmente estimáveis. Em 31 de dezembro de 2010 e 2009, as respectivas provisões por tipo de processo estão apresentadas abaixo:

	Em 31 de dezembro	
	2010	2009
Reclamações trabalhistas	119	71
Processos fiscais	361	94
Processos cíveis	214	272
Processos comerciais e outras contingências	66	63
Total	760	500
Contingências no curto prazo	-	(31)
Contingências no longo prazo	760	469

Em 31 de dezembro de 2010 e de 2009, de acordo com a legislação brasileira, a Companhia possuía depósitos judiciais federais nos valores de US\$1.674 e US\$1.158, respectivamente, como garantia para essas e outras reclamações judiciais até que sejam liquidadas. Estes valores estão refletidos no balanço patrimonial como depósitos vinculados a processos judiciais e garantias.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

18. Compromissos e Contingências (Continuação)

b) Processos Judiciais (Continuação)

b.1) Processos com probabilidade de perda possível

Os principais processos divulgados anteriormente como perda possível estão classificados neste trimestre como perda provável, em função do andamento judicial ou acordos em andamento:

- **ICMS - Naufrágio da Plataforma P-36**

Em 2001, a Plataforma P-36 foi importada pela Petrobras na modalidade de admissão temporária, sob o amparo de regime aduaneiro suspensivo da tributação (REPETRO) e, portanto nesta ocasião não era devido os impostos estaduais.

Com o naufrágio da plataforma, em março de 2001, o Estado do Rio de Janeiro iniciou a cobrança do ICMS suspenso através de ação de execução fiscal contra a Petrobras, por entender que não haveria mais retorno da plataforma.

Em fevereiro de 2010, com a decisão desfavorável no último nível de recurso no Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro, a Petrobras iniciou avaliação dos aspectos jurídicos da ação e econômicos de utilização dos benefícios de anistia fiscal previstos na Lei Estadual nº 5.647, de 18 de janeiro de 2010, que permite eliminação de multa e redução expressiva de outros encargos, além da possibilidade de pagamento com precatórios.

Petrobras aderiu às condições de pagamento da referida Lei estadual, fixando o valor total acordado com o Estado do Rio de Janeiro no valor de US\$269, onde US\$65 corresponde a débitos judiciais.

- **Triunfo Agro Industrial S.A e outros**

No decorrer do ano de 2000, a Triunfo Agro Industrial e outras empresas propuseram ação contra a Petrobras, reclamando perdas e danos em decorrência do desfazimento de operação de cessão de crédito – prêmio de IPI. O julgamento pelo Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro, em segunda instância, foi desfavorável à Petrobras, sendo negado provimento ao recurso interposto pela Companhia.

Em paralelo à apresentação dos recursos supra citados, em 28 de setembro de 2010 a Petrobras ajuizou uma petição para anular o julgamento perante o Plenário do Supremo Tribunal do Rio de Janeiro, no qual obteve por 20 votos contra um, uma liminar proibindo a retirada de valores por parte dos autores.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

18. Compromissos e Contingências (Continuação)

b) Processos Judiciais (Continuação)

b.1) Processos com probabilidade de perda possível (Continuação)

- **Triunfo Agro Industrial S.A e outros (Continuação)**

Com base no parecer de seus consultores jurídicos, a Companhia avaliou o risco de perda como possível. Em 31 de dezembro de 2010, a exposição máxima estimada é de aproximadamente US\$298, que foram provisionados. A Companhia possui um saldo de depósitos judiciais no valor de US\$205, resultando no valor líquido de US\$94.

- **Autos de Infração – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP**

Em 1º de julho de 2010, a Companhia recebeu um auto de infração lavrado pela ANP, no montante de US\$133, por possíveis erros de cálculos na participação especial nos campos de Barracuda e Caratinga. Em 15 de julho de 2010, a Petrobras oficialmente arquivou sua defesa junto à ANP.

Em 30 de setembro, ANP apresentou um novo ofício com uma revisão do montante para a notificação oficial, uma vez que se entende que parte do acordo de arrendamento não consiste em uma operação de financiamento.

A Petrobras protocolou junto a ANP, em 28 de outubro de 2010, pedido de parcelamento, em 30 meses, num total de R\$52, com base no valor determinado no ofício nº 646/2010/SPG, de 15 de outubro de 2010. Até 31 de dezembro de 2010, a Companhia realizou o pagamento de três parcelas.

Autor: Federação de Pescadores do Estado do Rio de Janeiro (FEPERJ)

A FEPERJ pleiteia, em nome dos seus representados, indenizações diversas em razão do vazamento de óleo na Baía da Guanabara, ocorrido no dia 18 de janeiro de 2000. À época, a Petrobras indenizou extrajudicialmente todos que comprovaram serem pescadores no momento do acidente. Segundo registros do cadastro nacional de pescadores, apenas 3.339 poderiam pleitear indenização.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

18. Compromissos e Contingências (Continuação)

b) Processos Judiciais (Continuação)

b.1) Processos com probabilidade de perda possível (Continuação)

Autor: Federação de Pescadores do Estado do Rio de Janeiro (FEPERJ) (Continuação)

Em 02 de fevereiro de 2007, foi publicada decisão acolhendo, parcialmente, o laudo pericial e que, a pretexto de quantificar a decisão condenatória, fixou os parâmetros para os respectivos cálculos que, por tais critérios, alcançaria a importância de US\$661. A Petrobras recorreu dessa decisão ao Tribunal de Justiça/RJ, visto que os parâmetros fixados na decisão são contrários àqueles já definidos pelo próprio TJ/RJ. O recurso foi provido. Em 29 de junho de 2007, foi publicada decisão da Primeira Câmara Cível do Tribunal de Justiça do Estado do Rio de Janeiro negando provimento ao recurso da Petrobras e dando provimento ao recurso da FEPERJ. Contra essa decisão foram interpostos recursos especiais pela Petrobras, os quais em julgamento realizado no dia 19 de novembro de 2009, pelo Superior Tribunal de Justiça, foram providos para anular o acórdão da 1ª Câmara Cível do Tribunal de Justiça/RJ. Aguarda-se a publicação do acórdão para avaliar se a FEPERJ interporá novos recursos, ou se o processo será devolvido ao Tribunal Superior do Rio de Janeiro para nova audiência.

De acordo com os cálculos do perito assistente da Companhia, o valor lançado de US\$30 representa o valor do pleito determinado pelo tribunal no final do processo. Com base no parecer de sua assessoria jurídica, a Companhia avaliou o risco de perda como provável.

Autor: Receita Federal do Rio de Janeiro – Imposto de Renda Retido na Fonte e Imposto sobre Operações Financeiras relacionados à CLEP

Em 16 de julho de 2009, a Companhia Locadora de Equipamentos Petrolíferos (CLEP) recebeu Auto de Infração referente a questionamento em relação à alíquota de Imposto de Renda Retido na Fonte e Imposto sobre Operações Financeiras (IOF), aplicável na emissão de títulos no exterior. Possibilidade de aplicação do Tratado Brasil – Japão (Dec. 61.889/67). Em 14 de agosto de 2009, a CLEP protocolou, na Delegacia da Receita Federal do Rio de Janeiro, impugnação a este Auto de Infração. Em 3 de setembro de 2009 o Processo foi remetido ao Serviço de Controle e Julgamento – DRJ. A exposição máxima atualizada para a Petrobras em 31 de dezembro de 2010 é de US\$250. Esses valores referem-se às empresas consolidadas e foram compensados com o saldo de financiamento, no passivo circulante e não circulante.

O pedido de liminar para renovação da intimação acerca do acórdão proferido no processo administrativo e suspensão da exigibilidade do débito de IRRF foi indeferido, o que ensejou a interposição de agravo de Instrumento no último dia de 19 de novembro de 2010.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

18. Compromissos e Contingências (Continuação)

b) Processos Judiciais (Continuação)

b.1) Processos com probabilidade de perda possível (Continuação)

Autor: Receita Federal do Rio de Janeiro – Imposto de Renda Retido na Fonte e Imposto sobre Operações Financeiras relacionados à CLEP (Continuação)

Em 2 de dezembro de 2010, foi acolhida em parte a antecipação de tutela, suspendendo os atos de cobrança da dívida até a nova notificação no nível administrativo, da mencionada decisão.

b.2) Processos considerados como perdas prováveis

Autor: Porto Seguro Imóveis Ltda.

Em 23 de novembro de 1992, a Porto Seguro Imóveis Ltda., acionista minoritária da Petroquisa, ajuizou ação contra a Petrobras na Justiça Estadual do Rio de Janeiro, alegando prejuízos decorrentes da venda da participação acionária minoritária da Petroquisa em diversas empresas petroquímicas incluídas no Programa Nacional de Desestatização, instituído pela Lei Nº 8.031/90.

Na aludida ação, pretende a autora que a Petrobras, na qualidade de acionista majoritária da Petroquisa, seja obrigada a recompor o “prejuízo” causado ao patrimônio da mesma, por força dos atos que aprovaram o preço mínimo de venda de sua participação acionária no capital das empresas desestatizadas. Foi proferida sentença em 14 de janeiro de 1997 que considerou a Petrobras responsável, perante a Petroquisa, por perdas e danos no valor equivalente a US\$3.406.

Além desse valor, a Petrobras foi condenada a pagar, a favor da autora, 5% do valor da indenização a título de prêmio (vide artigo 246, § 2º da Lei Nº 6.404/76), além de honorários advocatícios de aproximadamente 20% sobre aquele mesmo montante.

Aguarda-se, agora, em cumprimento à decisão publicada no dia 5 de junho de 2006, a designação de data para o re-julgamento da matéria, relativo ao bloqueio do Recurso Especial da Petrobras.

A Petrobras protocolou um recurso especial extraordinário no Superior Tribunal de Justiça (STJ) e no Supremo Tribunal Federal (STF), ambos rejeitados. A seguir, a Petrobras protocolou no STJ e no STF um agravo de instrumento contra a decisão.

O Recurso Especial da Porto Seguro, destinado a evitar a aceitação do Recurso Especial da Petrobras, foi aceito e rejeitado em dezembro de 2009.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

18. Compromissos e Contingências (Continuação)

b) Processos Judiciais (Continuação)

b.2) Processos tidos como perdas prováveis (Continuação)

Autor: Porto Seguro Imóveis Ltda. (Continuação)

Aguarda-se a publicação desta decisão e o julgamento do supra-citado Recurso Especial, através do qual a Petrobras busca reverter completamente a sentença.

Caso a situação não seja revertida, a indenização estimada à Petroquisa, incluindo atualização monetária e juros, seria de US\$11.422. Como a Petrobras detém 100% do capital social da Petroquisa, parte da indenização à Petroquisa, estimada em US\$7.539, não representará um desembolso efetivo do Sistema Petrobras. Em caso de perda, a Petrobras teria que indenizar à Porto Seguro o valor de US\$571 e a Lobo & Ibeas Advogados US\$2.284 a título de honorários advocatícios. Contudo, com base na opinião dos advogados, a Companhia não espera obter decisão final desfavorável nesse processo e considera o risco de perda dessa causa como possível.

Autor: Kalium Mineração S.A.

A Kalium Mineração S.A. ajuizou ação indenizatória, por perdas e danos e lucros cessantes, devido à rescisão contratual. Julgada procedente, em parte, em primeira instância. As duas partes interpuseram recursos que foram improvidos. A Petrobras aguarda julgamento do Recurso Extraordinário interposto junto ao Superior Tribunal Federal e recurso especial no Superior Tribunal de Justiça em 18 de setembro de 2003, ambos admitidos. Há também Recurso especial da Kalium guardando julgamento. A exposição máxima para a Petrobras, atualizada para 31 de dezembro de 2010, é de US\$117. Com base no parecer de seus consultores jurídicos, a Companhia avaliou o risco de perda como possível.

Autor: Destilaria J.B. Ltda. e Outras

Cobrança de encargos sobre faturas de compra de álcool, pagas com atraso. Há uma decisão condenatória final e inapelável de valor a ser calculado e pendente de confirmação.

Exposição máxima indeterminada. Com base no parecer de seu departamento jurídico, a Companhia considera possível o risco de perda.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

18. Compromissos e Contingências (Continuação)

b) Processos Judiciais (Continuação)

b.2) Processos tidos como perdas prováveis (Continuação)

Autor: IBAMA (Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Renováveis)

Descumprimento com o estabelecido na cláusula Termo de Acordo e Compromisso (TAC), de 11 de agosto de 2004, relativa à Bacia de Campos por continuidade de perfuração sem aprovação prévia. A vara administrativa sentenciou a Petrobras em pagar pela inconformidade com a TAC. A Companhia entrou com recurso administrativo que espera julgamento. A exposição máxima, incluindo atualização monetária pela Petrobras, em 31 de dezembro de 2010 é de US\$109. Com base no parecer de seus consultores jurídicos, a Companhia avaliou o risco de perda como possível.

Autor – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP

Multa por não cumprimento dos programas de exploração mínima – “Rodada Zero”. A cobrança das multas fica suspensa mediante liminar, de acordo com os autos da ação apresentada pela Petrobras. A Companhia ajuizou uma ação para obter o reconhecimento de seu crédito oriundo do artigo 22, parágrafo 2 da Lei do Petróleo, e requereu a compensação de eventual débito que a Petrobras tenha com a ANP. Ambos os processos, em tratamento conjunto, acham-se na fase evidenciária.

A exposição máxima para a PETROBRAS, atualizada para 31 de dezembro de 2010, é de US\$219. Com base no parecer de seus consultores jurídicos, a Companhia avaliou o risco de perda como possível.

c) Notificações do INSS - responsabilidade solidária

A Companhia recebeu diversas notificações fiscais relativas a encargos previdenciários, em decorrência de irregularidades na apresentação da documentação exigida pelo INSS, para eliminar a sua responsabilidade solidária na contratação de serviços de construção civil e outros serviços, prevista nos parágrafos 5º e 6º do artigo 219 e parágrafos 2º e 3º do artigo 220 do Decreto Nº 3.048/99.

Para garantir o arquivamento do recurso e/ou a obtenção da Certidão Negativa de Débitos do INSS, foi depositado pela Companhia US\$69 e este montante está registrado em depósitos vinculados a processos judiciais e garantias, podendo ser recuperado nos termos dos respectivos processos em andamento, relativos a 332 notificações no total de US\$218 em 31 de dezembro de 2010. O departamento jurídico da Petrobras julga possível a perda para estas notificações, visto que considera possível o risco de desembolso futuro.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

18. Compromissos e Contingências (Continuação)

d) Autos de infração

Autor: Delegacia da Receita Federal do Rio de Janeiro - Imposto de Renda Retido na Fonte relativo ao afretamento de embarcações

A Delegacia da Receita Federal do Rio de Janeiro lavrou dois autos de infração contra a Companhia, referentes ao Imposto de Renda Retido na Fonte sobre remessas ao exterior por conta de pagamentos de afretamento de embarcações do tipo plataformas móveis, relativos aos exercícios de 1999 até 2002.

A Receita Federal, com base na Lei N° 9.537/97, Artigo 2º, considera que as plataformas de perfuração e produção não se enquadram no conceito de embarcação e, portanto, não poderiam ser afretadas e, sim, arrendadas. Com base neste entendimento, as remessas ao exterior para esta finalidade estariam sujeitas à alíquota de 15% ou 25% de imposto de renda retido na fonte.

A Petrobras interpôs recurso de defesa contra estas autuações fiscais. Foram interpostos recursos administrativos no Tribunal de Recursos de Assuntos Fiscais, último nível administrativo, onde aguarda julgamento. O risco máximo para a Petrobras com atualização monetária, em 31 de dezembro de 2010, é de US\$2.717. Com base no parecer de seu departamento jurídico, a Companhia considerou possível o risco de perda.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

18. Compromissos e Contingências (Continuação)

d) Autos de infração (Continuação)

Autor: Autoridades Fazendárias do Estado do Rio de Janeiro - II e IPI relativos aos equipamentos da Termorio

As autoridades fazendárias do Estado do Rio de Janeiro apresentaram auto de infração contra a Companhia com relação ao II (Imposto de Importação) e IPI (Imposto sobre Produtos Industrializados) contra a classificação fiscal dada para a importação de equipamentos pertencentes à Usina Termoelétrica Termorio S.A.

Em 15 de agosto de 2006, a Companhia protocolou, na Inspeção da Receita Federal do Rio de Janeiro, impugnação a este Auto de Infração ao considerar que as classificações fiscais efetuadas estavam amparadas por laudo técnico de instituto de conhecimento notório. Em sua sessão de 11 de outubro de 2007, a Primeira Turma de Julgamento julgou improcedente o lançamento do Auto de Infração, vencido um julgador que votou pela procedência parcial. A Inspeção da Receita Federal interpôs recurso de ofício ao Conselho de Contribuintes, sendo que tal solicitação ainda não foi julgada. A exposição máxima com atualização monetária para a Petrobras, em 31 de dezembro de 2010, é de US\$468. Com base no parecer de seus assessores jurídicos, a Companhia avaliou o risco de perda como possível.

Autor: Secretaria da Receita Federal – Contribuição para Intervenção no Domínio Econômico - CIDE

A Secretaria da Receita Federal apresentou um auto de infração contra a Companhia, devido ao não recolhimento no período de março de 2002 a outubro de 2003 da Contribuição para Intervenção no Domínio Econômico – CIDE, contribuição por transação recolhida ao governo brasileiro, devida por produtores, processadores e importadores incidente sobre vendas e compras de derivados de petróleo específicos e combustíveis, com base em valor estipulado para diferentes produtos em unidade de medição tipicamente usada para esses produtos, em obediência às ordens judiciais obtidas por Distribuidores e Postos de Combustíveis, protegendo-os da respectiva incidência. A vara judicial determinou que a acusação era procedente. A Petrobras apresentou um Recurso Voluntário. A exposição máxima para a Petrobras com atualização monetária, em 31 de dezembro de 2010, é de US\$714. Com base no parecer de seus consultores jurídicos, a Companhia avaliou o risco de perda como possível.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

18. Compromissos e Contingências (Continuação)

d) Autos de infração (Continuação)

Autora: Secretaria de Fazenda de São Paulo

As autoridades da fazenda estadual de São Paulo autuaram a Companhia com relação à exclusão da base de cálculo do ICMS das importações da Bolívia de gás natural. O tribunal de primeira instância decidiu que a autuação estava correta. A Petrobras interpôs Recurso Voluntário. O risco máximo da Petrobras em 31 de dezembro de 2010, incluindo atualização monetária, é de US\$615. Com base no parecer de sua assessoria jurídica, a Companhia avaliou o risco de perda como possível.

Autor: Secretaria da Receita Federal

A Secretaria da Receita Federal apresentou um auto de infração contra a Companhia referente ao IRRF - Imposto de Renda Retido na Fonte sobre remessas para pagamento de importações de petróleo. A primeira instância considerou a infração improcedente. Um Recurso de Ofício foi apresentado pela Secretaria da Receita Federal ao Conselho de Contribuintes, o qual foi aceito. A Petrobras entrou com recurso voluntário e aguarda decisão. A exposição máxima, incluindo atualização monetária para a Petrobras em 31 de dezembro de 2010, é de US\$536. Com base no parecer de seus assessores jurídicos, a Companhia avaliou o risco de perda como possível.

Autor: Secretaria da Receita Federal - Contribuição para Intervenção no Domínio Econômico - CIDE

A Secretaria da Receita Federal apresentou um auto de infração contra a Companhia referente à não retenção da CIDE (Contribuição para Intervenção no Domínio Econômico) pela Petrobras em operações de importação de nafta revendida à Braskem. A vara judicial determinou, por decisão majoritária, que a acusação era procedente. A Petrobras impetrou recurso voluntário que aguarda julgamento. A Petrobras interpôs um recurso espontâneo, o qual se converteu em inspeções nas instalações da Companhia. Diligência atendida e aguardando julgamento de recurso voluntário. A exposição máxima, incluindo atualização monetária para a Petrobras em 31 de dezembro de 2010, é de US\$1.318. Com base no parecer de seus assessores jurídicos, a Companhia avaliou o risco de perda como possível.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

18. Compromissos e Contingências (Continuação)

d) Autos de infração (Continuação)

Autora: Secretaria de Fazenda do Rio de Janeiro

As autoridades da fazenda estadual do Rio de Janeiro autuaram a Companhia com relação à exclusão da tributação do ICMS das operações de transferência de GNL no âmbito do estabelecimento centralizador. A decisão foi desfavorável para a Petrobras. Houve um recurso espontâneo no Conselho dos Contribuintes, negou provimento do recurso. A Companhia avalia a eventualidade de adotar medidas judiciais. O risco máximo da Companhia em 31 de dezembro de 2010, inclusive com atualização monetária, é de US\$1.253. Com base no parecer de sua assessoria jurídica, a Companhia avaliou o risco de perda como possível.

Autor: Prefeituras Municipais de Anchieta, Aracruz, Guarapari, Itapemirim, Jaguaré, Marataízes, Serra, Vila Velha e Vitória

Alguns municípios localizados no Estado do Espírito Santo lavraram autos de infração contra a Petrobras, pela suposta falta de retenção do ISSQN incidente sobre serviços prestados em território marítimo. A Petrobras reteve esse ISSQN, porém o recolheu aos cofres dos municípios onde estão estabelecidos os respectivos prestadores, em conformidade com a Lei Complementar nº 116/03. A Companhia apresentou impugnações/recursos administrativos no intuito de ver canceladas as autuações, encontrando-se a sua maioria ainda em fase de julgamento administrativo. Dos municípios em relação aos quais já se esgotou a discussão (na esfera administrativa), apenas o Município de Itapemirim ingressou com ação de execução fiscal. Neste caso judicial, a Companhia ofertou garantia e está se defendendo, considerando que recolheu corretamente o ISS, nos termos da LC nº 116/2003. A exposição máxima para a Companhia, incluindo correção monetária, em 31 de dezembro de 2010 é de US\$868. Com base no parecer de seus consultores jurídicos, a Companhia avaliou o risco de perda como possível.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

18. Compromissos e Contingências (Continuação)

d) Autos de infração (Continuação)

Autor: Secretaria da Fazenda do Estado do Rio de Janeiro

A Secretaria da Fazenda do Estado do Rio de Janeiro apresentou um auto de infração contra a Companhia referente ao aproveitamento indevido de créditos de ICMS de brocas de perfuração e de produtos químicos utilizados na formulação de fluido de perfuração. A Secretaria de Fazenda do Estado do Rio de Janeiro lavrou os autos de infração por entender que constituem material de uso e consumo, cujo aproveitamento do crédito somente será permitido a partir de 2011. A Petrobras apresentou defesas administrativas no intuito de ver canceladas as autuações, encontrando-se a sua maioria ainda em fase de julgamento. A exposição máxima para a Companhia, incluindo correção monetária, em 31 de dezembro de 2010 é de US\$356. Com base no parecer de seus consultores jurídicos, a Companhia avaliou o risco de perda como possível.

Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo

A Secretaria da Fazenda do Estado do São Paulo apresentou um auto de infração contra a Companhia referente a interrupção de recolhimento de ICMS e multa de importação e descumprimento de obrigação acessória de admissão temporária – sonda de perfuração – admissão em São Paulo - desembarço no Rio de Janeiro (Convênio ICMS nº 58/99). Na primeira instância, julgado procedente o lançamento. Foi interposto Recurso Ordinário em 23 de dezembro de 2009, que se encontra pendente de julgamento. A exposição máxima para a Companhia, incluindo correção monetária, em 31 de dezembro de 2010 é de US\$1.041. Com base no parecer de seus consultores jurídicos, a Companhia avaliou o risco de perda como possível.

Autora: Departamento de Finanças e Planejamento do Distrito Federal

As autoridades da fazenda do Distrito Federal autuaram a Companhia com relação ao pagamento do ICMS com omissão na saída (estoques). O tribunal de primeira instância considerou a autuação procedente. A Petrobras interpôs recurso espontâneo e aguarda audiência. O risco máximo da Companhia em 31 de dezembro de 2010, incluindo atualização monetária, é de US\$86. Com base no parecer de sua assessoria jurídica, a Companhia avaliou o risco de perda como possível.

Autor: Secretaria da Fazenda da Bahia

Alocação incorreta de crédito, diferença na taxa do ICMS para material de uso e consumo.

O tribunal de primeira instância determinou que a avaliação era procedente. A Petrobras arquivou um recurso voluntário que aguarda julgamento. A exposição máxima para a Petrobras, incluindo atualização monetária, em 31 de dezembro de 2010 é de US\$140. Com base no parecer de seus consultores jurídicos, a Companhia avaliou como possível o risco de perda.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

18. Compromissos e Contingências (Continuação)

e) Questões ambientais

A Companhia está sujeita a diversas leis e normas ambientais. Essas leis disciplinam atividades envolvendo a descarga de petróleo, gás e outros materiais no meio ambiente e estabelecem que os efeitos das operações da Companhia sobre o meio ambiente devem ser por ela eliminados ou mitigados.

A Administração da Companhia considera que quaisquer despesas incorridas para corrigir ou mitigar possíveis impactos ambientais não devem representar efeito significativo nas operações ou nos fluxos de caixa.

PEGASO - (Programa de Excelência em Gestão Ambiental e Segurança Operacional)

Durante o ano de 2000, a Companhia implantou o Programa de Excelência em Gestão Ambiental e Segurança Operacional - PEGASO. A Companhia incorreu em gastos de aproximadamente US\$5.628 com esse programa entre 2000 e 31 de dezembro de 2010. Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2010 e de 2009, a Companhia teve, respectivamente, gastos de aproximadamente US\$325 e US\$300. A Companhia estima que os pagamentos futuros relacionados a atividades de limpeza do meio ambiente decorrentes desses incidentes, se existirem, não serão significativos.

Derramamento de óleo da refinaria Presidente Getúlio Vargas

Em 16 de julho de 2000, ocorreu vazamento de óleo da refinaria Presidente Getúlio Vargas, lançando petróleo bruto nas redondezas. As Promotorias da República e do Estado do Paraná moveram uma ação civil contra a Companhia reclamando US\$1.176 por perdas e danos, que já foi contestada pela Companhia. Adicionalmente, existem duas outras ações pendentes, uma movida pelo Instituto Ambiental do Paraná e outra pela associação civil denominada AMAR, que já foram contestadas pela Companhia e estão aguardando o início da avaliação do montante por perito. O tribunal determinou que os fatos trazidos pela AMAR e do Ministério Público Federal e ser julgado como um. A exposição máxima, considerando atualização monetária, para a Petrobras em 31 de dezembro de 2009 é de US\$91 relativa à AMAR e US\$3.471 para o Ministério Público Federal e do Estado do Paraná.

Baseada na opinião de seus assessores jurídicos, a administração da Companhia avaliou o risco de perda como possível.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

18. Compromissos e Contingências (Continuação)

e) Questões ambientais (Continuação)

Ruptura do Oleoduto Araucária-Paranaguá

Em 16 de fevereiro de 2001, o oleoduto da Companhia Araucária-Paranaguá rompeu-se, resultando no derramamento de óleo combustível nos rios Sagrado, Meio, Neves e Nhundiaquara, localizados no Estado do Paraná. Como consequência do acidente, a Companhia foi multada em aproximadamente US\$80 pelo Instituto Ambiental do Paraná, multa esta que foi contestada pela Companhia através de recursos administrativos, mas a apelação foi rejeitada. A corte determinou que as causas iniciadas pela AMAR e pelos procuradores federais e estaduais sejam tratadas como se fossem uma única ação judicial. A exposição máxima incluindo a atualização monetária para a Petrobras, em 31 de dezembro de 2010, é de US\$94. Baseada na opinião de seus assessores jurídicos, a administração da Companhia avaliou o risco de perda como possível.

Derramamento de óleo devido ao afundamento da plataforma P-36

Em 15 de março de 2001, o acidente ocorrido na plataforma P-36 causou derramamento de óleo diesel e petróleo bruto. Em publicação datada do dia 23 de maio de 2007, foi julgado procedente, em parte, o pedido, para condenar a Petrobras ao pagamento da quantia de US\$56 (R\$100 milhões), à título de indenização pelos danos causados ao meio ambiente, a ser atualizado mensalmente com juros de mora de 1% ao mês desde o evento danoso. A Petrobras interpôs recurso de apelação cível que se encontra pendente de julgamento. A exposição máxima, incluindo atualização monetária para a Petrobras em 31 de dezembro de 2010, é de US\$178. Com base no parecer de seus assessores jurídicos, a Companhia avaliou o risco de perda como possível.

f) Processos de pequenos valores

A Companhia é parte de vários processos jurídicos e administrativos com expectativa de possíveis perdas, cujo total de natureza legal monta US\$63 em ações cíveis, US\$561 em causas trabalhistas e US\$674 em ações fiscais e US\$103 em ações ambientais.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

19. Instrumentos Derivativos, Hedging e Atividades de Gerenciamento de Riscos

A Companhia está exposta a uma série de riscos de mercado decorrentes do curso normal de seus negócios. Tais riscos envolvem principalmente o fato de que eventuais variações nas taxas de juros, nas taxas cambiais ou nos preços das mercadorias possam afetar negativamente o valor dos ativos e passivos financeiros ou fluxos de caixa e lucros futuros da Companhia.

A Companhia mantém uma política corporativa de gerenciamento de riscos que é conduzida sob a gestão de seus diretores. Em 2004, a Diretoria Executiva da Petrobras instituiu o Comitê de Gestão de Riscos formado por gerentes executivos de todas as áreas de negócio e de diversas áreas corporativas. Esse comitê, além de ter objetivo de garantir o gerenciamento integrado das exposições aos riscos e formalizar as principais diretrizes de atuação da Companhia, visa concentrar as informações e discutir sobre as ações de gerenciamento dos riscos, facilitando a comunicação com a Diretoria e o Conselho de Administração em aspectos relacionados às melhores práticas de governança corporativa.

A política de gestão de riscos do Sistema 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.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

19. Instrumentos Derivativos, *Hedging* e Atividades de Gerenciamento de Riscos (Continuação)

A Companhia pode utilizar instrumentos derivativos e não-derivativos para implementar sua estratégia corporativa de gerenciamento de riscos. Entretanto, ao utilizar instrumentos derivativos, a Companhia se expõe a riscos de crédito e de mercado. Riscos de crédito consistem no não cumprimento dos termos do contrato derivativo por uma contraparte. Riscos de mercado é o possível efeito adverso sobre o valor dos ativos ou passivos, incluindo instrumentos financeiros que resultam de alterações nas taxas de juros, nas taxas cambiais ou nos preços das mercadorias. A Companhia monitora os riscos de crédito restringindo as contrapartes a instrumentos financeiros derivativos de instituições financeiras de primeira linha. Os riscos de mercado são gerenciados pelos diretores da Companhia. A Companhia não mantém e tampouco emite instrumentos financeiros para fins comerciais.

a) Gerenciamento de riscos de preços de *commodities*

A Companhia está exposta a riscos de preços de *commodities* pela flutuação de preços de petróleo e derivados. As operações para reduzir a exposição da Companhia aos riscos de preços de *commodities* consistem basicamente de contratos futuros negociados em bolsas de valores e opções e *swaps* com instituições financeiras de primeira linha. A Companhia não utiliza contratos de derivativos para fins especulativos.

A Companhia não costuma empregar derivativos para gerenciar a exposição geral ao risco dos preços de *commodities*, considerando-se que o plano de negócios da Companhia utiliza estimativas conservadoras de preços, junto com o fato de que em condições normais de mercado, as variações de preços das *commodities* não constituem risco expressivo para a obtenção dos objetivos estratégicos.

A decisão de utilizar-se de instrumentos financeiros de *hedging* ou *no-hedging* sofre revisão periódica, com possível recomendação ao Comitê de Gestão de Riscos. Havendo a indicação de uso de instrumentos financeiros, em cenários com grande probabilidade de fatos negativos, e uma vez aprovadas pela Diretoria, as operações com derivativos deverão ser realizadas de forma a salvaguardar a solvência e liquidez da Companhia, bem como a execução do plano de investimentos corporativo, sob a ótica da análise integrada de todos os riscos da Companhia.

Foram celebrados contratos de derivativos em aberto de modo a mitigar a exposição a riscos de preços em determinadas operações, nas quais os resultados positivos ou negativos das operações com derivativos são compensados, total ou parcialmente, pela contrapartida do resultado nas posições físicas. As operações cobertas por operações com derivativos são determinados bens relativos às importações e exportações, bem como as operações entre diferentes mercados geográficos.

Em decorrência da atual administração do risco de preços da Companhia, os derivativos são contratados em operações de curto prazo, de modo a acompanhar os prazos correspondentes à exposição ao risco. São realizadas as operações na *New York Mercantile Exchange* (NYMEX) e na Intercontinental Exchange (ICE), bem como no mercado de balcão internacional.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

19. Instrumentos Derivativos, *Hedging* e Atividades de Gerenciamento de Riscos (Continuação)

a) Gerenciamento de riscos de preços de *commodities* (Continuação)

A exposição da Companhia a esses contratos está limitada à diferença entre o valor contratado e o valor de mercado dos volumes contratados. Os contratos futuros relativos a petróleo bruto possuem marcação a mercado e os respectivos ganhos e perdas decorrentes dessas operações são reconhecidos tempestivamente no resultado, independentemente do período em que as vendas físicas ocorrem.

Os principais parâmetros utilizados na gestão de risco para variações de preços de petróleo e derivados da Petrobras são, para as avaliações de médio prazo, o fluxo de caixa operacional em risco (CFAR) e para as avaliações de curto prazo, o Valor em Risco (*Value at Risk* - VAR) e *Stop Loss*. São definidos limites corporativos para os parâmetros VAR e *Stop Loss*.

As operações de *hedge* liquidadas no período de janeiro a dezembro de 2010 corresponderam a aproximadamente 98% do volume de importações e exportações para e do Brasil, somado ao volume total de produtos negociados no exterior.

As principais contrapartes de operações de derivativos de petróleo e derivados são a New York Stock Exchange (NYMEX), Intercontinental Exchange (ICE), BP North America Chicago, Morgan Stanley e Shell (Stasco).

Os contratos de derivativos de *commodities* são mensurados a valor justo, no ativo ou no passivo, nas demonstrações contábeis consolidadas da Companhia, reconhecendo-se ganhos ou perdas e utilizando-se a marcação a mercado, no período de mudança.

Em 31 de dezembro de 2010, a Companhia possuía em aberto os seguintes contratos de derivativos de *commodities*:

Contratos de <i>Commodities</i> Vencimento em 2010	Valor de Referência (Nocional) em mil bbl* em 31 de dezembro de 2010
Contratos Futuros e a Termo	(8.216)
Contratos de Opções	(1.679)

* Valor de Referência (nocional) negativo representa posição vendida

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

19. Instrumentos Derivativos, *Hedging* e Atividades de Gerenciamento de Riscos (Continuação)

b) Gerenciamento de riscos cambiais

O risco cambial é um dos riscos financeiros a que a Companhia está exposta, sendo este oriundo de variações nos níveis ou na volatilidade da taxa de câmbio. No que se refere ao gerenciamento destes riscos, a Petrobras busca identificá-los e tratá-los de forma integrada, buscando garantir alocação eficiente dos recursos destinados à proteção patrimonial (*hedge*).

Beneficiando-se de operar de forma integrada no segmento de energia, a Companhia busca, primeiramente, identificar ou criar “mitigações de risco naturais”, ou seja, beneficiar-se das correlações entre suas receitas e despesas. No caso específico da variação cambial inerente aos contratos onde o custo e a remuneração envolvem moedas distintas, esta mitigação de risco natural se dá através da alocação das aplicações de caixa entre o 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 do Comitê de Gestão de Riscos. A estratégia de gerenciamento de riscos cambiais envolve o uso de instrumentos derivativos para minimizar a exposição cambial de certas obrigações da Companhia.

Petrobras Distribuidora (subsidiária integral) realizou contrato no mercado de balcão não classificado como *hedge*, para cobertura das margens comerciais inerentes às exportações (segmento aviação) para clientes estrangeiros. O objetivo da operação, contratada concomitantemente à definição do custo dos produtos exportados, é garantir que as margens comerciais pactuadas com os clientes estrangeiros sejam mantidas. A política interna limita o volume de contratos derivativos ao volume dos produtos exportados.

O volume de *hedge* realizado para as exportações entre janeiro e dezembro de 2010 representou 52.7% das exportações totais da Petrobras Distribuidora. As liquidações das operações com vencimento entre 1º de janeiro e 31 de dezembro de 2010, geraram um resultado positivo de US\$6 a favor da Companhia.

Os contratos do mercado de balcão são mensurados a valor justo, no ativo ou no passivo nas demonstrações contábeis consolidadas da Companhia, reconhecendo-se ganhos ou perdas e utilizando-se a marcação a mercado, no período de mudança.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

19. Instrumentos Derivativos, *Hedging* e Atividades de Gerenciamento de Riscos (Continuação)

b) Gerenciamento de riscos cambiais (Continuação)

Em 31 de dezembro de 2010, a Companhia possuía em aberto os seguintes contratos de derivativos de câmbio, não qualificados como *hedging*:

<u>Moeda Estrangeira</u> <u>Vencimento em 2009</u>	<u>Valor de Referência (nocial)</u> <u>US\$ milhões</u>
Vender US\$ / Pagar R\$	<u><u>(8)</u></u>

Hedge de fluxo de caixa

Em setembro de 2006, a Companhia contratou uma operação de *hedge* denominada *swap* cruzado de moedas (*cross currency swap*) para cobertura dos *Bonds* emitidos em ienes de forma a fixar em dólares os custos da Companhia nesta operação. No *swap* cruzado de moedas ocorre uma troca de taxas de juros em diferentes moedas. A taxa de câmbio do iene em relação ao dólar é fixada no início da transação e permanece fixa durante sua existência. A Companhia não tem intenção de liquidar tais contratos antes do prazo de vencimento.

A Companhia resolveu qualificar suas operações de *swap* cruzado de moedas de *hedging* de fluxo de caixa. Na contratação do *hedging* e durante a sua vigência, espera-se que o *hedging* de fluxo de caixa seja altamente eficaz na compensação dos fluxos de caixa atribuíveis ao risco do *hedging*, durante a vigência do mesmo. Os instrumentos derivativos de *hedging* de fluxo de caixa constam nos ativos ou passivos das demonstrações contábeis consolidadas da Companhia. As alterações no valor justo, na medida da eficácia da operação de *hedging*, são lançadas em outros lucros abrangentes acumulados, até que o fluxo de caixa do item passível de *hedge* seja realizado.

São realizados a cada trimestre testes de eficácia, de modo a avaliar a absorção, pelos mecanismos do *hedging*, das alterações no valor justo ou no fluxo de caixa dos itens passíveis de *hedging*. O cálculo da eficácia indicou que o *swap* cruzado de moedas é bastante eficaz na compensação da variação dos fluxos de caixa dos títulos emitidos em Ienes.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

19. Instrumentos Derivativos, *Hedging* e Atividades de Gerenciamento de Riscos (Continuação)

b) Gerenciamento de riscos cambiais (Continuação)

Hedge de fluxo de caixa (Continuação)

Em 31 de dezembro de 2010, a Companhia possuía as seguintes operações de *swap* cruzado de moedas:

Swaps Cruzados de Moeda

<u>Vencimento em 2016</u>	<u>%</u>	<u>Valor de Referência (nocional)</u>
Fixo a Fixo		
Taxa Média de Pagamento (USD)	5,69	US\$298
Taxa Média de Recebimento (JPY)	2,15	JPY\$35.000

c) Derivativos embutidos

Derivativos embutidos em outros instrumentos financeiros ou em outros contratos são tratados separadamente quando têm seu preço baseado em um índice que não é clara e estreitamente relacionado com o ativo sendo vendido ou comprado. A avaliação é feita apenas no início do contrato. Tais derivativos são contabilizados à parte do contrato principal e reconhecidos pelo valor de mercado, sendo as alterações do valor de mercado reconhecidas no resultado.

Venda de etanol

A Petrobras, através de sua subsidiária, Petrobras International Finance (PifCo), firmou um contrato de venda de 143.000 m³ de etanol com prazo dez anos, sujeito à renegociação dos preços após os primeiros cinco anos. A fórmula para compor preço de venda se baseia em ambas as cotações: etanol e nafta.

A nafta é um fator externo que influencia o custo e valor justo do ativo sendo vendido. O derivativo embutido foi bifurcado to contrato principal e reconhecido pelo valor justo por meio do resultado.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

19. Instrumentos Derivativos, *Hedging* e Atividades de Gerenciamento de Riscos (Continuação)

c) Derivativos embutidos (Continuação)

Venda de etanol (Continuação)

A Companhia fixou o valor justo com base na diferença entre os *spreads* da nafta e do etanol. As cotações utilizadas na medição foram obtidas do mercado de futuros do CBOT (Chicago Board of Trade). De acordo com o ASC 820, o valor justo foi classificado no nível 3.

	Valor de Referência (Nocional) em mil m ³	Valor Justo	VAR	Vencimento
Contrato a Termo				
Posição comprada	715	US\$32	1	2016

d) Gerenciamento de riscos de taxa de juros

O risco da taxa de juros a que a Companhia está exposta é uma função de sua dívida de longo prazo, e em menor escala, de sua dívida de curto prazo. A dívida da Companhia referente a taxas de juros flutuantes em moeda estrangeira está sujeita principalmente às flutuações da LIBOR e a dívida a taxas de juros flutuantes expressa em reais está sujeita principalmente às flutuações da taxa de juros de longo prazo (TJLP) divulgada pelo Conselho Monetário Nacional. A Companhia atualmente não utiliza instrumentos financeiros derivativos para gerenciar sua exposição às flutuações das taxas de juros.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

19. Instrumentos Derivativos, *Hedging* e Atividades de Gerenciamento de Riscos (Continuação)

e) Apresentação tabular da contabilização e dos valores justos das operações com derivativos

Efeito dos instrumentos derivativos na demonstração da posição financeira, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010.

Em milhões de dólares Em 31 de dezembro	Derivativos Ativos		Derivativos Passivos	
	2010		2010	
	Contabilização no Balanço	Valor Justo	Contabilização no Balanço	Valor Justo
Derivativos qualificados como instrumentos de <i>hedging</i> nos termos do Tópico de Codificação 815				
Contratos de câmbio	Outros tivos circulantes	115		-
Total		115		-
Derivativos não qualificados como instrumentos de <i>hedging</i> nos termos do Tópico de Codificação 815				
Contratos de câmbio	Outros ativos circulantes	2	Outros pagamentos e provisões	-
Contratos de <i>Commodities</i>	Outros ativos circulantes	48	Outros pagamentos e provisões	(42)
Total		50		(42)
Total de Derivativos		165		(42)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

19. Instrumentos Derivativos, *Hedging* e Atividades de Gerenciamento de Riscos (Continuação)

e) Apresentação tabular da contabilização e dos valores justos das operações com derivativos (Continuação)

Efeito dos instrumentos derivativos na demonstração da posição financeira, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2009.

Em milhões de dólares Em 31 de dezembro	Derivativos Ativos		Derivativos Passivos	
	2009		2009	
	Contabilização no Balanço	Valor Justo	Contabilização no Balanço	Valor Justo
Derivativos qualificados como instrumentos de <i>hedging</i> nos termos do Tópico de Codificação 815				
Contratos de câmbio	Outros ativos circulantes	65		-
Total		65		-
Derivativos não qualificados como instrumentos de <i>hedging</i> nos termos do Tópico de Codificação 815				
Contratos de câmbio	Outros ativos circulantes	1	Outros passivos e apropriações	-
Contratos de <i>Commodities</i>	Outros ativos circulantes	35	Outros passivos e apropriações	(51)
Total		36		(51)
Total de Derivativos		101		(51)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

19. Instrumentos Derivativos, *Hedging* e Atividades de Gerenciamento de Riscos (Continuação)

e) Apresentação tabular da contabilização e dos valores justos das operações com derivativos (Continuação)

Efeito dos instrumentos derivativos na demonstração da posição financeira, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010.

Derivativos no Item de Codificação 815 - Relação do <i>Hedging</i> de Fluxo de Caixa	Valor do Ganho ou (Perda) Reconhecido no OCI de Derivativo (Parcela Efetiva) 31 de dezembro de 2010	Contabilização do Ganho ou (Perda) reclassificados do OCI Acumulado para Receita (Parcela) Efetiva	Valor do Ganho ou (Perda) Reclassificado do OCI Acumulado para Receita (Parcela Efetiva) 31 de dezembro de 2010	Valor do Ganho ou (Perda) Reconhecido na receita de derivativos (Parcela Não Efetiva e Valor Excluído do Teste de Eficácia) 31 de dezembro de 2010
Contratos de câmbio	42	Despesas Financeiras	(44)	-
	<u>42</u>		<u>(44)</u>	<u>-</u>

Efeito dos instrumentos derivativos na demonstração da posição financeira, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2009.

Derivativos no Item de Codificação 815 - Relação do <i>Hedging</i> de Fluxo de Caixa	Valor do Ganho ou (Perda) Reconhecido no OCI de Derivativo (Parcela Efetiva) 31 de dezembro de 2009	Contabilização do Ganho ou (Perda) reclassificados do OCI Acumulado para Receita (Parcela) Efetiva	Valor do Ganho ou (Perda) Reclassificado do OCI Acumulado para Receita (Parcela Efetiva) 31 de dezembro de 2009	Valor do Ganho ou (Perda) Reconhecido na receita de derivativos (Parcela Não Efetiva e Valor Excluído do Teste de Eficácia) 31 de dezembro de 2008
Contratos de câmbio	9	Despesas Financeiras	18	-
	<u>9</u>		<u>18</u>	<u>-</u>

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

19. Instrumentos Derivativos, *Hedging* e Atividades de Gerenciamento de Riscos (Continuação)

e) Apresentação tabular da contabilização e dos valores justos das operações com derivativos (Continuação)

Derivativos Não Qualificados como Instrumentos de <i>Hedging</i> nos Termos do Tópico de Codificação 815	Contabilização do Ganho ou (Perda) Reconhecidos na Receita dos Derivativos	Valor do Ganho ou (Perda) Reconhecido na Receita dos Derivativos
		31 de dezembro de 2010
Contratos de câmbio	Receitas/Despesas Financeiras Líquidas	8
Contratos de <i>Commodities</i>	Receitas/Despesas Financeiras Líquidas	(7)
Total		1
Derivativos Não Qualificados como Instrumentos de <i>Hedging</i> nos Termos do Tópico de Codificação 815	Contabilização do Ganho ou (Perda) Reconhecidos na Receita dos Derivativos	Valor do Ganho ou (Perda) Reconhecido na Receita dos Derivativos
		31 de dezembro de 2009
Contratos de câmbio	Receitas/Despesas Financeiras Líquidas	(32)
Contratos de <i>Commodities</i>	Receitas/Despesas Financeiras Líquidas	(150)
Total		(182)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

20. Instrumentos Financeiros

No curso normal de seus negócios, a Companhia adquire diversos tipos de instrumentos financeiros.

a) Risco de concentrações de crédito

Parcelas significativas dos ativos da Companhia, incluindo instrumentos financeiros, estão localizadas no Brasil enquanto que substancialmente todas as suas receitas e lucros líquidos são também gerados no Brasil. Os instrumentos financeiros da Companhia que estão expostos aos riscos de concentração de crédito são principalmente o caixa e equivalentes a caixa, a Conta Petróleo e Álcool, as contas a receber e contratos futuros.

A Companhia adota diversas medidas para reduzir a sua exposição a riscos de crédito a níveis aceitáveis. Todo o caixa e equivalentes a caixa no Brasil são mantidos com os principais bancos existentes. Depósitos a prazo em dólares são mantidos em instituições de primeira linha nos Estados Unidos. Adicionalmente, todos os títulos disponíveis para venda e instrumentos derivativos mantidos pela Companhia são comercializados em bolsa ou mantidos em instituições financeiras de primeira linha. A Companhia monitora a sua exposição a riscos de crédito em contas a receber de clientes avaliando regularmente a capacidade de pagamento dos mesmos. Em 31 de dezembro de 2010 e 31 de dezembro de 2009, o saldo de contas a receber de clientes referiam-se basicamente a grandes distribuidoras.

b) Valor justo

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 refletem o valor em dinheiro que seria recebido ou pago se os instrumentos fossem liquidados no fim do exercício através de operação rigorosamente comercial entre as partes anuentes. Os valores justos de caixa e equivalentes a caixa, de contas a receber de clientes, da Conta Petróleo e Álcool, da dívida de curto prazo e de contas a pagar a fornecedores se aproximam de seus valores contábeis.

Os valores justos de outros ativos e passivos de longo prazo não diferem significativamente de seus valores contábeis.

De acordo com o Tópico de Codificação 810, o endividamento da Companhia, incluindo os financiamentos de projetos, totalizava US\$60.471 em 31 de dezembro de 2010 e US\$49.041 em 31 de dezembro de 2009, com valor justo estimado de US\$62.752 e US\$48.804, respectivamente.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

20. Instrumentos Financeiros (Continuação)

b) Valor justo (Continuação)

A hierarquia dos valores justos dos ativos e passivos financeiros da Companhia registrado a valor justo em base recorrente, em 31 de dezembro de 2010, está demonstrada a seguir:

	Em 31 de dezembro de 2010			
	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Ativos				
Títulos e valores mobiliários	18.557	-	-	18.557
Derivativos de moeda estrangeira (Nota 19)	-	117	-	117
Derivativos de <i>commodities</i> (Nota 19)	15	1	32	48
Total dos ativos	<u>18.572</u>	<u>118</u>	<u>32</u>	<u>18.722</u>
Passivos				
Derivativos de <i>commodities</i> (Nota 19)	<u>(40)</u>	<u>(2)</u>	<u>-</u>	<u>(42)</u>
Total dos passivos	<u>(40)</u>	<u>(2)</u>	<u>-</u>	<u>(42)</u>

A hierarquia do valor justo dos ativos e passivos não financeiros da Companhia, escriturados a valor justo em base não recorrente em 31 de dezembro de 2010, eram:

	Em 31 de dezembro de 2010			
	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Ativos				
Ativos de vida útil longa mantidos e utilizados	-	-	122	122
Ativos de vida útil longa mantidos para venda	<u>-</u>	<u>32</u>	<u>-</u>	<u>32</u>

De acordo com o disposto no Tópico ASC 360, o ativos de vida útil longa mantidos e utilizados com valor contábil de US\$465 foram ajustados aos seus valores justos de US\$122 no total, resultando em uma despesa de *impairment* de US\$352, antes dos impostos, o que foi incluída na receita do período.

Ativos de vida longa a serem alienados no valor contábil de US\$82 foram reduzidos ao seu valor justo de US\$32, ocasionando perda no valor de recuperação de ativos de US\$50, antes de impostos, o que foi incluso no resultado do exercício.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

20. Instrumentos Financeiros (Continuação)

b) Valor justo (Continuação)

Valor justo dos ativos de vida útil longa é estimado com base no valor presente dos fluxos de caixa futuros, resultantes das melhores estimativas da Companhia. Os insumos utilizados para estimar o valor justo foram: preços com base no último plano estratégico publicado, curvas de produção associadas aos atuais produtos do portfólio da Companhia, custos operacionais do mercado e investimentos necessários para realizar os projetos.

21. Informações sobre Segmentos de Negócios

As informações sobre os segmentos de negócios a seguir foram elaboradas de acordo com o Item de Codificação 280 - Divulgação acerca de Segmentos de Companhia e Informações Correlatas (“ASC 280”). A Companhia opera de acordo com os seguintes segmentos:

a) Exploração e Produção: abrange as atividades de exploração, desenvolvimento da produção e produção de petróleo, LGN 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.

b) Abastecimento: contempla as atividades de refino, logística, transporte e comercialização de derivados e 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 termoeletricas no Brasil, além de ser responsável pelos negócios com fertilizantes (migração do negócio de fertilizante do segmento de Abastecimento para Gás e Energia de acordo com a decisão do Conselho de Administração de 21 de setembro de 2009.)

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

e) 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.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

21. Informações sobre Segmentos de Negócios (Continuação)

No grupo de segmentos 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 despesas atuariais referentes aos planos de pensão e de saúde destinados aos aposentados e beneficiários. Estão também contemplados nesse grupo os negócios com biocombustíveis, representados, principalmente, pelas operações da Petrobras Biocombustível.

As informações contábeis por área de negócio foram elaboradas com base na premissa da controlabilidade, objetivando atribuir às áreas de negócio somente os itens sobre os quais estas áreas tenham efetivo controle.

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.

Destacamos abaixo os principais critérios utilizados no registro de resultados e ativos por segmentos de negócio:

- Receitas operacionais líquidas: foram consideradas as receitas relativas às vendas realizadas a terceiros, acrescidas das receitas entre os segmentos de negócio, tendo como referência os preços internos de transferência definidos pelas áreas;
- Custos e despesas incluem os custos dos produtos e serviços vendidos, que são apurados por área de negócio considerando o preço interno de transferência e os demais custos operacionais de cada segmento, bem como as despesas operacionais, com base nas despesas efetivamente incorridas por cada segmento;
- Resultados financeiros são alocados ao grupo corporativo;
- Ativos: contemplam os ativos relativos a cada segmento.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS (Continuação)

Em Milhões de Dólares Norte-Americanos

(exceto quando especificamente indicado)

21. Informações sobre Segmentos de Negócios (Continuação)

Os ativos da Companhia por segmento estão demonstrados a seguir:

	Em 31 de dezembro de 2010							
	Exploração e Produção	Abastecimento (1)	Gás & Energia (1)	Internacional (ver divulgação em separado)	Distribuição	Corporativo(2)	Eliminações	Total
Ativo Circulante	3.473	16.305	2.904	3.279	4.196	39.016	(5.310)	63.863
Caixa e equivalentes a caixa	-	-	-	-	-	17.633	-	17.633
Outros ativos circulantes	3.473	16.305	2.904	3.279	4.196	21.383	(5.310)	46.230
Participações em empresas não consolidadas e outros investimentos	296	3.056	813	1.078	257	812	-	6.312
Imobilizado, líquido	129.913	46.844	24.725	9.519	2.730	4.836	-	218.567
Ativos não circulantes	3.511	3.282	1.465	2.294	346	9.043	-	19.941
Total dos ativos	137.193	69.487	29.907	16.170	7.529	53.707	(5.310)	308.683

⁽¹⁾ As informações por segmento de 2009 e 2010 foram elaboradas considerando as alterações nas áreas de negócios, em função da transferência da gestão do negócio de fertilizantes do segmento de “Abastecimento” ao de “Gás e Energia”.

⁽²⁾ Os ativos relacionados a biocombustíveis estão inclusos no segmento Corporativo.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS (Continuação)

Em Milhões de Dólares Norte-Americanos

(exceto quando especificamente indicado)

21. Informações sobre Segmentos de Negócios (Continuação)

	Em 31 de dezembro de 2010						Total
	Exploração e Produção	Abastecimento	Gás & Energia	Distribuição	Corporativo	Eliminações	
Ativo Circulante	1.132	1.778	250	443	68	(392)	3.279
Participações em empresas não consolidadas e outros investimentos	713	31	152	41	141	-	1.078
Imobilizado, líquido	8.067	1.036	256	425	136	(401)	9.519
Ativos não circulantes	2.336	292	105	65	1.309	(1.813)	2.294
Total dos ativos	12.248	3.137	763	974	1.654	(2.606)	16.170

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS (Continuação)

Em Milhões de Dólares Norte-Americanos

(exceto quando especificamente indicado)

21. Informações sobre Segmentos de Negócios (Continuação)

	Em 31 de dezembro de 2009							Total
	Exploração e Produção	Abastecimento (1)	Gás & Energia (1)	Internacional (ver divulgação em separado)	Distribuição	Corporativo (2)	Eliminações	
Ativo Circulante	3.636	14.810	2.971	2.737	3.270	19.948	(4.728)	42.644
Caixa e equivalentes a caixa	-	-	-	-	-	16.169	-	16.169
Outros ativos circulantes	3.636	14.810	2.971	2.737	3.270	3.779	(4.728)	26.475
Participações em empresas não consolidadas e outros investimentos	285	1.635	761	1.318	221	130	-	4.350
Imobilizado, líquido	70.098	31.508	20.196	9.375	2.342	2.653	(5)	136.167
Ativos não circulantes	3.577	2.016	1.433	1.484	294	8.467	(162)	17.109
Total dos ativos	77.596	49.969	25.361	14.914	6.127	31.198	(4.895)	200.270

⁽¹⁾ As informações por segmento de 2009 e 2010 foram elaboradas considerando as alterações nas áreas de negócios, em função da transferência da gestão do negócio de fertilizantes do segmento de “Abastecimento” ao de “Gás e Energia”.

⁽²⁾ Os ativos relacionados a biocombustíveis estão inclusos no segmento Corporativo.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS (Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

21. Informações sobre Segmentos de Negócios (Continuação)

	Em 31 de dezembro de 2009						Total
			International			Eliminações	
	Exploração e Produção	Abastecimento	Gás & Energia	Distribuição	Corporativo		
Ativo Circulante	1.004	1.400	231	292	198	(388)	2.737
Participações em empresas não consolidadas e outros investimentos	833	37	160	38	250	-	1.318
Imobilizado, líquido	7.961	1.105	271	249	132	(343)	9.375
Ativos não circulantes	1.581	271	107	71	1.278	(1.824)	1.484
Total dos ativos	11.379	2.813	769	650	1.858	(2.555)	14.914

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS (Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

21. Informações sobre Segmentos de Negócios (Continuação)

Receitas e lucro líquido por segmento estão demonstrados a seguir:

	Em 31 de dezembro de 2010							Total
	Exploração e Produção	Abastecimento (1)	Gás & Energia (1)	Internacional (ver divulgação em separado)	Distribuição	Corporativo (2)	Eliminações	
Receitas operacionais líquidas com terceiros	242	64.991	7.482	10.724	36.613	-	-	120.052
Receitas operacionais líquidas entre segmentos	54.042	32.549	1.025	2.739	695	-	(91.050)	-
Receitas operacionais líquidas	54.284	97.540	8.507	13.463	37.308	-	(91.050)	120.052
Custo das vendas	(20.525)	(90.380)	(5.964)	(9.759)	(34.091)	-	90.025	(70.694)
Depreciação, exaustão e amortização	(5.757)	(946)	(477)	(861)	(203)	(241)	(22)	(8.507)
Exploração, incluindo poços exploratórios secos	(1.277)	-	-	(704)	-	-	-	(1.981)
Impairment	(346)	-	-	(56)	-	-	-	(402)
Despesas de vendas, gerais e administrativas	(436)	(2.981)	(854)	(807)	(1.861)	(2.235)	197	(8.977)
Despesas com pesquisa e desenvolvimento	(437)	(212)	(73)	(1)	(5)	(265)	-	(993)
Despesas com benefícios aos empregados	-	-	-	-	-	(752)	-	(752)
Outras despesas operacionais	(863)	(842)	(257)	(185)	(50)	(1.464)	73	(3.588)
Custos e despesas	(29.641)	(95.361)	(7.625)	(12.373)	(36.210)	(4.957)	90.273	(95.894)
Lucro (prejuízo) operacional	24.643	2.179	882	1.090	1.098	(4.957)	(777)	24.158
Participação no resultado de empresas não consolidadas	106	155	159	(1)	-	(6)	-	413
Receitas (despesas) financeiras, líquidas	-	-	-	-	-	1.701	-	1.701
Outros impostos	(134)	(70)	(31)	(119)	(17)	(151)	(1)	(523)
Outras despesas, líquidas	(59)	14	4	106	20	(3)	-	82
Lucro (prejuízo) antes dos impostos e taxas	24.556	2.278	1.014	1.076	1.101	(3.416)	(778)	25.831
Benefício (despesa) de imposto de renda	(8.313)	(722)	(291)	(238)	(374)	3.317	265	(6.356)
Lucro (prejuízo) líquido do exercício	16.243	1.556	723	838	727	(99)	(513)	19.475
Menos: Receita líquida (perda) atribuível à participação minoritária	108	(17)	11	(39)	-	(354)	-	(291)
Lucro líquido (prejuízo) atribuído a Petrobras	16.351	1.539	734	799	727	(453)	(513)	19.184

⁽¹⁾ As informações por segmento de 2008, 2009 e 2010 foram elaboradas considerando as alterações nas áreas de negócios, em função da transferência da gestão do negócio de fertilizantes do segmento de "Abastecimento" ao de "Gás e Energia".

⁽²⁾ Os resultados relacionados a biocombustíveis estão incluídos no segmento Corporativo.

**PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS
E SUBSIDIÁRIAS**

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS (Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

21. Informações sobre Segmentos de Negócios (Continuação)

	Em 31 de dezembro de 2010						
	Internacional						
	Exploração e Produção	Abastecimento	Gás & Energia	Distribuição	Corporativo	Eliminações	Total
Receitas operacionais líquidas com terceiros	720	5.401	484	4.095	-	24	10.724
Receitas operacionais líquidas entre segmentos	2.993	2.087	39	33	-	(2.413)	2.739
Receitas operacionais líquidas	3.713	7.488	523	4.128	-	(2.389)	13.463
Custo das vendas	(928)	(6.961)	(417)	(3.834)	-	2.381	(9.759)
Depreciação, exaustão e amortização	(718)	(70)	(19)	(27)	(27)	-	(861)
Exploração, incluindo poços exploratórios secos	(704)	-	-	-	-	-	(704)
Perdas com ativos (<i>impairment</i>)	(6)	(50)	-	-	-	-	(56)
Despesas de vendas, gerais e administrativas	(155)	(140)	(9)	(263)	(243)	3	(807)
Despesas com pesquisa e desenvolvimento	-	-	-	-	(1)	-	(1)
Despesas com benefícios aos empregados	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas operacionais	(7)	(252)	7	10	60	(3)	(185)
Custos e despesas	(2.518)	(7.473)	(438)	(4.114)	(211)	2.381	(12.373)
Lucro (prejuízo) operacional	1.195	15	85	14	(211)	(8)	1.090
Participação no resultado de empresas não consolidadas	(4)	3	(2)	9	(7)	-	(1)
Outros impostos	(76)	(3)	(1)	(3)	(36)	-	(119)
Outras despesas, líquidas	53	34	-	(5)	19	5	106
Lucro (prejuízo) antes dos impostos e taxas	1.168	49	82	15	(235)	(3)	1.076
Benefício (despesa) de imposto de renda	(306)	(6)	2	(8)	80	-	(238)
Lucro (prejuízo) líquido do exercício	862	43	84	7	(155)	(3)	838
Menos: Receita líquida (perda) atribuível à participação minoritária	-	-	(1)	-	(38)	-	(39)
Lucro líquido (prejuízo) atribuído a Petrobras	862	43	83	7	(193)	(3)	799

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS (Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

21. Informações sobre Segmentos de Negócios (Continuação)

	Em 31 de dezembro de 2009							
	Exploração e Produção	Abastecimento(1)	Gás & Energia(1)	Internacional (ver divulgação em separado)	Distribuição	Corporativo (2)	Eliminações	Total
Receitas operacionais líquidas com terceiros	476	48.768	5.085	8.469	29.071	-	-	91.869
Receitas operacionais líquidas entre segmentos	38.301	25.539	881	1.728	601	-	(67.050)	-
Receitas operacionais líquidas	38.777	74.307	5.966	10.197	29.672	-	(67.050)	91.869
Custo das vendas	(16.329)	(60.374)	(4.238)	(7.437)	(27.030)	-	66.157	(49.251)
Depreciação, exaustão e amortização	(4.344)	(1.213)	(398)	(870)	(176)	(187)	-	(7.188)
Exploração, incluindo poços exploratórios secos	(1.199)	-	-	(503)	-	-	-	(1.702)
Perdas com ativos (<i>impairment</i>)	(319)	-	-	-	-	-	-	(319)
Despesas de vendas, gerais e administrativas	(322)	(2.364)	(421)	(731)	(1.490)	(1.894)	202	(7.020)
Despesas com pesquisa e desenvolvimento	(254)	(164)	(31)	(2)	(5)	(225)	-	(681)
Despesas com benefícios aos empregados	-	-	-	-	-	(719)	-	(719)
Outras despesas operacionais	(1.293)	(424)	(482)	(146)	-	(792)	17	(3.120)
Custos e despesas	(24.060)	(64.539)	(5.570)	(9.689)	(28.701)	(3.817)	66.376	(70.000)
Lucro (prejuízo) operacional	14.717	9.768	396	508	971	(3.817)	(674)	21.869
Participação no resultado de empresas não consolidadas	(4)	53	122	(16)	-	2	-	157
Receitas (despesas) financeiras, líquidas	-	-	-	-	-	429	-	429
Outros impostos	(57)	(46)	(13)	(77)	(13)	(126)	(1)	(333)
Outras despesas, líquidas	(68)	205	(9)	(183)	2	(8)	-	(61)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos e taxas	14.588	9.980	496	232	960	(3.520)	(675)	22.061
Benefício (despesa) de imposto de renda	(4.961)	(3.375)	(128)	(319)	(326)	3.642	229	(5.238)
Lucro (prejuízo) líquido do exercício	9.627	6.605	368	(87)	634	122	(446)	16.823
Menos: Receita líquida (perda) atribuível à participação minoritária	56	(42)	(28)	(67)	-	(1.238)	-	(1.319)
Lucro líquido (prejuízo) atribuído a Petrobras	9.683	6.563	340	(154)	634	(1.116)	(446)	15.504

⁽¹⁾ As informações por segmento de 2008, 2009 e 2010 foram elaboradas considerando as alterações nas áreas de negócios, em função da transferência da gestão do negócio de fertilizantes do segmento de "Abastecimento" ao de "Gás e Energia".

⁽²⁾ Os resultados relacionados a biocombustíveis estão incluídos no segmento Corporativo.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS (Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

21. Informações sobre Segmentos de Negócios (Continuação)

	Em 31 de dezembro de 2009						Total
	Exploração e Produção	Abastecimento	Gás & Energia	Distribuição	Corporativo	Eliminações	
Receitas operacionais líquidas com terceiros	824	4.484	390	2.740	11	20	8.469
Receitas operacionais líquidas entre segmentos	2.119	1.454	51	44	5	(1.945)	1.728
Receitas operacionais líquidas	2.943	5.938	441	2.784	16	(1.925)	10.197
Custo das vendas	(899)	(5.588)	(334)	(2.546)	(3)	1.933	(7.437)
Depreciação, exaustão e amortização	(721)	(86)	(15)	(26)	(22)	-	(870)
Exploração, incluindo poços exploratórios secos	(508)	-	-	-	-	5	(503)
Perdas com ativos (<i>impairment</i>)							
Despesas de vendas, gerais e administrativas	(143)	(151)	(14)	(195)	(228)	-	(731)
Despesas com pesquisa e desenvolvimento	-	-	-	-	(2)	-	(2)
Outras despesas operacionais	(7)	(177)	6	14	10	8	(146)
Custos e despesas	(2.278)	(6.002)	(357)	(2.753)	(245)	1.946	(9.689)
Lucro (prejuízo) operacional	665	(64)	84	31	(229)	21	508
Participação no resultado de empresas não consolidadas	(24)	11	3	9	(15)	-	(16)
Outros impostos	(17)	(3)	(1)	(1)	(55)	-	(77)
Outras despesas, líquidas	(30)	(157)	-	2	2	-	(183)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos e taxas	594	(213)	86	41	(297)	21	232
Benefício (despesa) de imposto de renda	(190)	80	(1)	(9)	(199)	-	(319)
Lucro (prejuízo) líquido do exercício	404	(133)	85	32	(496)	21	(87)
Menos: Receita líquida (perda) atribuível à participação minoritária	(7)	9	(1)	-	(68)	-	(67)
Lucro líquido (prejuízo) atribuído a Petrobras	397	(124)	84	32	(564)	21	(154)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS (Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

21. Informações sobre Segmentos de Negócios (Continuação)

	Em 31 de dezembro de 2008							Total
	Exploração e Produção	Abastecimento (1)	Gás & Energia (1)	Internacional (ver divulgação em separado)	Distribuição	Corporativo(2)	Eliminações	
Receitas operacionais líquidas com terceiros	973	68.787	8.158	10.024	30.315	-	-	118.257
Receitas operacionais líquidas entre segmentos	58.051	26.872	1.187	916	577	-	(87.603)	-
Receitas operacionais líquidas	59.024	95.659	9.345	10.940	30.892	-	(87.603)	118.257
Custo das vendas	(21.130)	(94.222)	(8.061)	(8.735)	(28.317)	-	87.600	(72.865)
Depreciação, exaustão e amortização	(3.544)	(1.109)	(367)	(564)	(165)	(179)	-	(5.928)
Exploração, incluindo poços exploratórios secos	(1.303)	-	-	(472)	-	-	-	(1.775)
Perdas com ativos (<i>impairment</i>)	(171)	-	-	(348)	-	-	-	(519)
Despesas de vendas, gerais e administrativas	(419)	(2.462)	(507)	(788)	(1.425)	(1.972)	144	(7.429)
Despesas com pesquisa e desenvolvimento	(494)	(151)	(40)	(3)	(8)	(245)	-	(941)
Despesas com benefícios aos empregados	-	-	-	-	-	(841)	-	(841)
Outras despesas operacionais	(117)	(268)	(663)	(473)	(90)	(1.054)	-	(2.665)
Custos e despesas	(27.178)	(98.212)	(9.638)	(11.383)	(30.005)	(4.291)	87.744	(92.963)
Lucro (prejuízo) operacional	31.846	(2.553)	(293)	(443)	887	(4.291)	141	25.294
Participação no resultado de empresas não consolidadas	-	(245)	103	71	49	1	-	(21)
Receitas (despesas) financeiras líquidas	-	-	-	-	-	2.377	-	2.377
Outros impostos	(37)	(64)	(53)	(126)	(11)	(142)	-	(433)
Outras despesas, líquidas	(152)	(155)	(200)	(107)	320	69	-	(225)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos e taxas e participação minoritária	31.657	(3.017)	(443)	(605)	1.245	(1.986)	141	26.992
Benefício (despesa) de imposto de renda	(10.764)	943	184	(213)	(406)	1.045	(48)	(9.259)
Lucro (prejuízo) líquido do exercício	20.893	(2.074)	(259)	(818)	839	(941)	93	17.733
Menos: Receita líquida (perda) atribuível à participação minoritária	138	38	76	10	-	884	-	1.146
Lucro líquido (prejuízo) atribuído a Petrobras	21.031	(2.036)	(183)	(808)	839	(57)	93	18.879

⁽¹⁾ As informações por segmento de 2008, 2009 e 2010 foram elaboradas considerando as alterações nas áreas de negócios, em função da transferência da gestão do negócio de fertilizantes do segmento de "Abastecimento" ao de "Gás e Energia".

⁽²⁾ Os ativos relacionados a biocombustíveis estão incluídos no segmento Corporativo.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS (Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

21. Informações sobre Segmentos de Negócios (Continuação)

Em 31 de dezembro de 2008

Internacional

	Exploração e Produção	Abastecimento	Gás & Energia	Distribuição	Corporativo	Eliminações	Total
Receitas operacionais líquidas com terceiros	1.383	5.611	424	2.604	2	-	10.024
Receitas operacionais líquidas entre segmentos	1.458	1.702	49	72	-	(2.365)	916
Receitas operacionais líquidas	2.841	7.313	473	2.676	2	(2.365)	10.940
Custo das vendas	(901)	(7.341)	(350)	(2.512)	(4)	2.373	(8.735)
Depreciação, exaustão e amortização	(419)	(83)	(15)	(22)	(25)	-	(564)
Exploração, incluindo poços exploratórios secos	(472)	-	-	-	-	-	(472)
Perdas com ativos (<i>impairment</i>)	(123)	(223)	-	(2)	-	-	(348)
Despesas de vendas, gerais e administrativas	(197)	(162)	(25)	(132)	(272)	-	(788)
Despesas com pesquisa e desenvolvimento	-	-	-	-	(3)	-	(3)
Outras despesas operacionais	(170)	(280)	24	5	(52)	-	(473)
Custos e despesas	(2.282)	(8.089)	(366)	(2.663)	(356)	2.373	(11.383)
Lucro (prejuízo) operacional	559	(776)	107	13	(354)	8	(443)
Participação no resultado de empresas não consolidadas	41	(1)	9	-	22	-	71
Outros impostos	(18)	(1)	(1)	(2)	(104)	-	(126)
Outras despesas, líquidas	(87)	(2)	1	-	(19)	-	(107)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos e taxas	495	(780)	116	11	(455)	8	(605)
Benefício (despesa) de imposto de renda	(267)	(30)	(2)	(1)	87	-	(213)
Lucro (prejuízo) líquido do exercício	228	(810)	114	10	(368)	8	(818)
Menos: Receita líquida (perda) atribuível à participação minoritária	(132)	161	(32)	2	11	-	10
Lucro líquido (prejuízo) atribuído a Petrobras	96	(649)	82	12	(357)	8	(808)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

21. Informações sobre Segmentos de Negócios (Continuação)

Os gastos de capital realizados pelos segmentos nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2010, 2009 e 2008 foram:

	<u>Exercício findo em 31 de dezembro,</u>		
	<u>2010</u>	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Exploração e Produção	22.222	16.488	14.293
Abastecimento	15.356	10.466	7.234
Gás & Energia	4.099	5.116	4.256
Internacional			
Exploração & Produção	2.012	1.912	2.734
Abastecimento	90	110	102
Distribuição	52	31	20
Gás & Energia	13	58	52
Distribuição	482	369	309
Corporativo	752	584	874
	45.078	35.134	29.874

Seguem abaixo as vendas brutas da Companhia, classificadas por localização geográfica:

	<u>Exercício findo em 31 de dezembro,</u>		
	<u>2010</u>	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Brasil	111.192	87.183	106.350
Internacional	39.660	28.709	40.179
	150.852	115.892	146.529

Os valores totais de vendas de produtos e serviços aos dois maiores clientes em 2010 foram de US\$8.867 e US\$4.018 (US\$6.801 e US\$2.815 em 2009; e US\$8.176 e US\$5.260 em 2008).

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

22. Transações com Partes Relacionadas

A Companhia é controlada pelo Governo Federal e mantém diversas transações com outras empresas estatais no curso normal de seus negócios.

As transações com as principais partes relacionadas apresentaram os seguintes saldos:

	Em 31 de dezembro			
	2010		2009	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
Petros (plano de pensão)	-	180	-	428
Banco do Brasil S.A.	3.037	5.650	847	4.167
BNDES	2	21.570	1	20.016
Caixa Econômica Federal S.A.	1	3.398	-	2.270
Governo Federal	-	671	-	323
ANP	-	1.541	-	759
Depósitos vinculados a processos judiciais	1.480	-	983	36
Títulos e Valores Mobiliários	18.665	-	6.529	-
Conta Petróleo e Álcool - créditos junto ao Governo Federal (Nota 11)	493	-	469	-
Setor Elétrico	1.887	-	1.153	-
Compahias afiliadas	183	87	546	95
Outras	120	239	(538)	223
	25.868	33.336	9.990	28.317
Circulante	20.678	5.004	5.964	2.897
Longo Prazo	5.190	28.332	4.026	25.420

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

22. Transações com Partes Relacionadas (Continuação)

Dívida do setor de energia elétrica

A Companhia possui recebíveis do setor elétrico relacionados ao fornecimento de combustíveis para usinas de geração termoeletrica, localizadas na região norte do Brasil. Parte dos custos de fornecimento de combustível para as usinas termoeletricas é suportada pelos recursos da Conta de Consumo de Combustível CCC – Sistemas Isolados, gerenciada legalmente pela Eletrobrás.

A Companhia também fornece combustível para os Produtores Independentes de Energia (PIE), empresas criadas com a finalidade de produzir energia exclusivamente para a Amazônia Distribuidora S. A. (ADESA), controlada direta da Eletrobrás, cujos pagamentos de fornecimento de combustível dependem diretamente do repasse de recursos da ADESA para aqueles Produtores Independentes de Energia.

O saldo desses recebíveis em 31 de dezembro de 2010 era US\$1.887 (US\$1.153 em 31 de dezembro de 2009), apresentados no ativo não circulante, e classificados como recebíveis de partes relacionadas, dos quais US\$1.424 estavam vencidos.

A Companhia tem feito cobranças sistemáticas aos devedores e a própria Eletrobrás e pagamentos parciais têm sido realizados.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

22. Transações com Partes Relacionadas (Continuação)

Os saldos abaixo foram incluídos nas seguintes classificações patrimoniais:

	Em 31 de dezembro			
	2010		2009	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
Ativo				
Circulante				
Caixa e equivalentes a caixa	3.246	-	4.800	-
Contas a receber	2.028	-	863	-
Títulos e valores mobiliários	15.320	-	-	-
Outros ativos circulantes	84	-	301	-
Não Circulante				
Títulos e valores mobiliários	3.107	-	2.508	-
Conta Petróleo e Álcool - créditos junto ao Governo Federal (Nota 11)	493	-	469	-
Depósitos vinculados a processos judiciais	1.481	-	983	-
Outros ativos	109	-	66	-
Passivo				
Circulante				
Dívida de curto prazo	-	2.167	-	1.093
Passivo circulante	-	1.879	-	1.075
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar ao Governo Federal	-	958	-	729
Longo prazo				
Dívida de longo prazo	-	28.258	-	24.762
Outros passivos	-	74	-	658
	25.868	33.336	9.990	28.317

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

22. Transações com Partes Relacionadas (Continuação)

Os valores principais das operações comerciais e financeiras com partes relacionadas, podem ser apresentados como segue:

	Exercício findo em 31 de dezembro de					
	2010		2009		2008	
	Receita	Despesa	Receita	Despesa	Receita	Despesa
Vendas de produtos e serviços						
Braskem S.A.	2.848		515	-	130	-
Quattor Química	1.477		264	-	-	-
Copesul S.A.	-		-	-	1.218	-
Petroquímica União S.A.	-		633	-	729	-
Outras	856		1.507	-	378	-
Receitas financeiras:						
Conta Petróleo e Álcool - Créditos junto ao Governo Federal (Nota 11)	4		4	-	8	-
Títulos e valores mobiliários	(204)		(184)	-	3	-
Outras	280	9	111	49	(20)	-
Despesas financeiras	-	382	-	(2)	-	-
Outras despesas, líquidas	1	-	-	-	-	4
	5.262	391	2.850	47	2.446	4

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

23. Contabilização dos Custos com Poços Exploratórios em Andamento

A contabilização da Companhia dos custos de perfuração exploratória acha-se regida pelo Tópico de Codificação 932 - Atividades Extrativas – Petróleo e Gás. Os custos incorridos pela Companhia na perfuração de poços exploratórios que resultam na descoberta de quantidades comerciais de petróleo e gás são apresentados no balanço patrimonial na rubrica “Imobilizado” como ativos de petróleo e gás relacionados a reservas não provadas. Anualmente, a Companhia efetua a baixa dos custos referentes a esses poços onde não se encontram suficientes reservas provadas que justifiquem sua exploração comercial, a menos que: (1) o poço esteja localizado em uma área que necessite de vultosos investimentos pré-operacionais, e (2) estejam sendo realizadas ou decididamente planejadas atividades de prospecção adicionais que justifiquem os gastos investidos.

Em 31 de dezembro de 2010, o valor total dos ativos relacionados a reservas não provadas de petróleo e gás era de US\$7.846, sendo que deste valor US\$4.838 (US\$2.911 dos quais relativos a projetos no Brasil) representam custos que foram capitalizados há mais de um ano, em geral decorrentes: (1) da prorrogação de atividades exploratórias vinculadas à produção *offshore*, e (2) dos efeitos temporários da desregulamentação da indústria brasileira de petróleo e gás, conforme descrito abaixo.

Em 1998, o monopólio do setor de petróleo e gás concedido à Companhia pelo governo federal chegou ao fim, levando à assinatura de contratos de concessão com a Agência Nacional de Petróleo (ANP) para todas as áreas exploradas e desenvolvidas pela Companhia anteriormente a 1998, no total de 397 blocos. Desde 1998, a ANP promove rodadas de licitação referentes a direitos exploratórios, permitindo à Companhia adquirir blocos adicionais. Uma vez descoberto um poço exploratório em uma concessão, a Companhia deve-se submeter um “Plano de Avaliação” à aprovação da ANP, incluindo detalhes sobre o planejamento de atividades de prospecção para poços adicionais. Deve-se submeter um Plano de Avaliação apenas para aquelas concessões cujos estudos de viabilidade técnico-econômica evidenciem as justificativas para a conclusão de poços exploratórios existentes no local. As atividades de prospecção em poços exploratórios adicionais não poderão ser iniciadas até que a ANP aprove o Plano de Avaliação. Caso as empresas concessionárias não encontrem quantidades comerciais de petróleo e gás dentro de prazos determinados geralmente de 4-6 anos, dependendo das características de cada área exploratória, o bloco objeto da concessão deverá ser abandonado e devolvido à ANP. Uma vez que a Companhia foi obrigada a avaliar uma grande quantidade de blocos em um prazo restrito, mesmo tendo sido encontradas reservas suficientes em um poço exploratório que justificassem a finalização das atividades e outros poços estejam decididamente planejados, a extinção de recursos e de prazo em outras concessões determinou o cronograma das atividades de prospecção adicionais.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

23. Contabilização dos Custos com Poços Exploratórios em Andamento (Continuação)

O quadro a seguir apresenta as variações líquidas dos custos de prospecção capitalizados nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2010 e 2009:

	Reservas de petróleo e gás não provadas (*)	
	Exercício findo em 31 de dezembro	
	2010	2009
Saldo inicial em 1º de janeiro	5.902	3.558
Adições a custos capitalizados de reservas não provadas	4.560	3.383
Custos exploratórios capitalizados debitados ao resultado	(1.201)	(1.251)
Transferências ao imobilizado à medida que as reservas são consideradas provadas	(1.659)	(613)
Ajustes acumulados de conversão	244	825
Saldo final em 31 de dezembro	7.846	5.902

(*) Montantes capitalizados e depois debitados ao resultado no mesmo período não estão incluídos na tabela acima.

O quadro a seguir apresenta os custos de exploração de poços capitalizados por idade, considerando a data de conclusão das atividades de perfuração, e a quantidade de projetos cujos custos de prospecção de poços foram capitalizados por prazo superior a um ano desde a finalização das atividades de perfuração:

	Custos de exploração de poços capitalizados por idade	
	Exercício findo em 31 de dezembro	
	2010	2009
Custos de prospecção capitalizados até um ano	3.008	2.092
Custos de prospecção capitalizados acima de um ano	4.838	3.810
Saldo final	7.846	5.902
Quantidade de projetos cujos custos de prospecção foram capitalizados por prazo superior a um ano	84	95

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

23. Contabilização dos Custos com Poços Exploratórios em Andamento (Continuação)

Do total de US\$4.838 para 84 projetos que incluem poços em andamento por mais de um ano desde a conclusão das atividades de perfuração, aproximadamente US\$1.243 referem-se a poços localizados em áreas em que há atividades de perfuração já em andamento ou firmemente planejadas para o futuro próximo e cujo “Plano de Avaliação” da Companhia foi submetido à aprovação da ANP, e aproximadamente US\$2.416 foram gastos em custos referentes às atividades necessárias à avaliação das reservas e do seu potencial de desenvolvimento.

O montante de US\$4.838 do custo de poços em andamento capitalizados por um prazo superior a um ano em 31 de dezembro de 2010, representam 150 poços exploratórios, sendo que o quadro a seguir demonstra a idade dos custos para a quantidade de poços:

Saldos por vencimento, considerando a data de conclusão das atividades de perfuração, por poços individuais:

	<u>Em milhões de dólares</u>	<u>Quantidade de poços</u>
2009	2.005	80
2008	1.428	38
2007	372	11
2006	840	6
2005 em diante	193	15
	<u>4.838</u>	<u>150</u>

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

24. Eventos Subsequentes

Captações da PifCo

Em 27 de janeiro de 2011, a Petrobras International Finance Company (PifCo), concluiu a emissão de US\$6 bilhões em títulos do tipo *Global Notes* no mercado internacional de capitais, com vencimentos em 27 de janeiro de 2016, 2021 e 2041, taxas de juros de 3,875%, 5,375% e 6,750% a.a., respectivamente, e pagamento semestral de juros a partir de 27 de julho de 2011. Os recursos captados serão utilizados para fins corporativos e para o financiamento dos investimentos previstos no Plano de Negócios 2010-2014, sendo mantidos uma estrutura adequada de capital e o grau de alavancagem financeira em linha com as metas da Companhia.

Esse financiamento teve custos de emissão de aproximadamente US\$18, deságio de US\$21 e taxa de juros efetiva de 4,01%, 5,44% e 6,84% a.a., respectivamente. Os *Global Notes* constituem-se em obrigações não garantidas *unsecured* e não subordinadas da PifCo e contam com a garantia completa e incondicional da Petrobras.

Opção de compra da Companhia Mexilhão do Brasil (CMB) - Projeto Mexilhão

Em 12 de janeiro de 2011, a Petrobras exerceu a opção de compra das ações da SPE Companhia Mexilhão do Brasil e passou a garantir o financiamento contratado pela SPE com o BNDES.

Incorporação da Comperj Petroquímicos Básicos S.A. e da Comperj PET S.A. na Petrobras.

Em 31 de janeiro de 2011, a Assembleia Geral Extraordinária da Petrobras aprovou a incorporação da Comperj Petroquímicos Básicos S.A. e da Comperj PET S.A. ao seu patrimônio, sem aumento do capital social. Com a incorporação dessas empresas, a estrutura societária do Comperj será simplificada, minimizando custos e favorecendo a realocação de investimentos.

Participação especial dos campos de Albacora, Carapeba, Cherne, Espadarte, Marimbá, Marlim, Marlim Sul, Namorado, Pampo e Roncador – Bacia de Campos

Esta participação especial foi estabelecida pela Lei do Petróleo 9.478/97, e é recolhida como forma de compensação pelas atividades de produção de petróleo, incidindo sobre os campos produtores de grandes volumes. A metodologia do cálculo empregada pela Petrobras na apuração da Participação Especial devida para os campos citados baseia-se em interpretação juridicamente legítima da Portaria 10 de 14 de janeiro de 1999, da Agência Nacional de Petróleo (ANP).

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

24. Eventos Subsequentes (Continuação)

Participação especial dos campos de Albacora, Carapeba, Cherne, Espadarte, Marimbá, Marlim, Marlim Sul, Namorado, Pampo e Roncador – Bacia de Campos (Continuação)

A Petrobras foi notificada pela ANP, que instaurou processo administrativo e estabeleceu o pagamento de novas verbas consideradas devidas para o período entre o 1º trimestre de 2005 e o 1º trimestre de 2010, referentes a valores que teriam sido recolhidos a menor pela concessionária, totalizando R\$365 (valor do principal, sem multa e juros).

A Petrobras, em 22 de fevereiro de 2011, apresentou defesa ao processo administrativo, requerendo que seja julgada improcedente a autuação, uma vez que os fatos sobre os quais se baseia a ANP para concluir pela irregularidade do recolhimento da Participação Especial não correspondem à realidade.

Caso a decisão administrativa da ANP seja mantida, a Petrobras avaliará a possibilidade de ação judicial para suspender e anular a cobrança das diferenças da Participação Especial.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES SOBRE PETRÓLEO E GÁS EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (NÃO AUDITADA)

Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

Em conformidade com o Item de Codificação 932 – Atividades de Extração – Petróleo e Gás, esta seção contém informações adicionais sobre as atividades de exploração e produção de petróleo e gás da Companhia. Os itens (i) a (iii) contêm informações sobre custos históricos de custos incorridos em exploração, aquisição de propriedades e desenvolvimento, custos capitalizados e resultados das operações. Os itens (iv) e (v) contêm informações sobre a quantidade de reservas provadas estimadas líquidas da Petrobras, valorização padronizada dos fluxos de caixa futuros descontados líquidos e estimados relativos às reservas provadas e mutações dos fluxos de caixa futuros descontados líquidos estimados.

O Governo Federal iniciou em 1995 uma ampla reforma do sistema brasileiro de regulamentação do setor de petróleo e gás. Em 9 de novembro de 1995, a Constituição Federal brasileira foi modificada para autorizar a contratação pelo Governo Federal de outras empresas estatais ou mesmo do setor privado para prestar serviços referentes aos segmentos de exploração e produção (*upstream*) e de distribuição e revenda (*downstream*) da indústria brasileira de petróleo e gás, fazendo com que o exercício do monopólio da Petrobras fosse quebrado. Essa alteração foi introduzida pela Lei do Petróleo, que liberou o mercado de combustíveis no País a partir de 1º de janeiro de 2002.

A Lei do Petróleo estabeleceu uma estrutura de regulamentação que termina com o monopólio da Petrobras e possibilita a concorrência em todos os aspectos do setor industrial brasileiro de petróleo e gás. Segundo a Lei do Petróleo, a Petrobras é detentora do direito exclusivo de explorar reservas de petróleo pelo período de 27 anos em todos os campos em que a Companhia já tenha começado a produção. Contudo, a Lei do Petróleo estabeleceu uma estrutura de procedimentos para que a Petrobras requiera direitos de exploração exclusivos (e, em caso de sucesso, também de desenvolvimento) durante o período de até três anos em relação às áreas onde a Companhia comprove a existência de campos prospectivos. Para requerer o direito de explorar e desenvolver essas áreas, a Companhia teve que comprovar a capacidade financeira requerida para conduzir essas atividades considerando-se recursos próprios ou juntamente com financiamentos ou parcerias.

A adoção das normas da SEC de modo a modernizar as divulgações complementares de petróleo e gás, bem como a publicação pela FASB da Accounting Standards Update no. 2010-03 “Estimativa e Divulgação de Reservas de Petróleo e Gás”, não criou impacto material nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia, com exceção das divulgações complementares mencionadas na Nota 2(n).

A área geográfica “internacional” inclui atividades na América do Sul, a qual inclui Argentina, Colômbia, Equador, Peru, Uruguai e Venezuela; América do Norte, a qual inclui México e os Estados Unidos da América; África, a qual inclui Angola, Líbia, Namíbia, Nigéria, e Tanzânia, e Outros, o que inclui Índia, Irã, Portugal, Cuba, Nova Zelândia, Austrália e Turquia. Os investimentos consolidados pelo método de equivalência patrimonial estão localizados em empresas da Venezuela com atividades de exploração e produção.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES SOBRE PETRÓLEO E GÁS EXPLORAÇÃO E
PRODUÇÃO (NÃO AUDITADA)

Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

(i) Custos capitalizados relativos às atividades de produção de petróleo e gás

A tabela a seguir apresenta o resumo dos custos capitalizados referentes às atividades de exploração e produção de petróleo e gás, juntamente com as correspondentes depreciação, exaustão e amortização acumuladas, e provisões para abandono:

	Consolidated Entities							Investimentos pelo método de equivalência patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outras	Internacional	Total	Total
31 de dezembro de 2010								
Reservas de petróleo e gás não provadas (*)	49.282	333	1.525	571	2	2.431	51.713	-
Reservas de petróleo e gás provadas	35.506	3.288	1.779	2.850	11	7.928	43.434	338
Equipamentos	52.408	1.142	-	39	14	1.195	53.603	1
Custos capitalizados	137.196	4.763	3.304	3.460	27	11.554	148.750	339
Depreciação e exaustão	(40.774)	(2.556)	(408)	(751)	(2)	(3.717)	(44.491)	(113)
	96.422	2.207	2.896	2.709	25	7.837	104.258	-
	33.491	5	-	-	-	5	33.496	226
Imobilizado em curso								
Custo capitalizado líquido	129.913	2.212	2.896	2.709	25	7.842	137.755	226
31 de dezembro de 2009								
Reservas de petróleo e gás não provadas	3.976	75	1.224	621	7	1.927	5.903	-
Reservas de petróleo e gás provadas	28.397	3.369	1.133	2.480	-	6.982	35.379	730
Equipamentos	44.433	1.151	-	186	78	1.416	45.849	1
Custos capitalizados	76.806	4.595	2.357	3.287	85	10.325	87.131	731
Depreciação e exaustão	(34.372)	(2.996)	(294)	(425)	(1)	(3.716)	(38.088)	(137)
	42.434	1.599	2.063	2.862	84	6.609	49.043	594
Imobilizado em curso	27.664	9	-	-	596	605	28.269	-
Custo capitalizado líquido	70.098	1.608	2.063	2.862	680	7.214	77.312	594

(*) Inclui US\$43.868 relacionado a assinatura do Contrato de Cessão Onerosa.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES SOBRE PETRÓLEO E GÁS EXPLORAÇÃO E
PRODUÇÃO (NÃO AUDITADA)

Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

(ii) Custos incorridos na aquisição, e nas atividades de exploração e desenvolvimento de campos de petróleo e gás

Os custos incorridos são resumidos a seguir e inclui os montantes imputados e capitalizados:

	Entidades consolidadas						Investimentos pelo método de equivalência patrimonial Total	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outras	Internacional		Total
31 de dezembro de 2010								
Aquisição de campos com e reservas:								
Provasdas	-	19	-	(67)	-	(48)	(48)	4
Não provadas (*)	43.868	-	-	33	-	33	43.901	-
Custos de exploração	4.180	187	53	91	833	1.164	5.344	1
Custos de desenvolvimento	14.546	428	812	193	-	1.433	15.979	31
	<u>62.594</u>	<u>634</u>	<u>865</u>	<u>250</u>	<u>833</u>	<u>2.582</u>	<u>65.176</u>	<u>36</u>
31 de dezembro de 2009								
Aquisição de campos com reservas:								
Provasdas	-	24	-	65	-	89	89	5
Não provadas	9	-	-	2	-	2	11	-
Custos de exploração	3.616	199	64	96	157	516	4.132	-
Custos de desenvolvimento	13.524	319	571	307	-	1.197	14.721	83
	<u>17.149</u>	<u>542</u>	<u>635</u>	<u>470</u>	<u>157</u>	<u>1.804</u>	<u>18.953</u>	<u>88</u>
31 de dezembro de 2008								
Aquisição de campos com reservas:								
Provasdas	-	226	-	23	-	249	249	-
Não provadas	42	27	254	18	5	304	346	-
Custos de exploração	3.568	145	217	1	2	365	3.933	-
Custos de desenvolvimento	11.633	557	288	549	194	1.588	13.221	-
	<u>15.243</u>	<u>955</u>	<u>759</u>	<u>591</u>	<u>201</u>	<u>2.506</u>	<u>17.749</u>	<u>71</u>

(*) Inclui US\$43.868 relacionado a assinatura do Contrato de Cessão Onerosa.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES SOBRE PETRÓLEO E GÁS EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (NÃO AUDITADA)

Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

(iii) Resultados das atividades de produção de petróleo e gás

Os resultados das operações da Companhia referentes às atividades de produção de petróleo e gás para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2010, 2009 e 2008 estão apresentados na tabela a seguir. A Companhia transfere basicamente toda a sua produção nacional de petróleo bruto e gás para o seu segmento de Abastecimento no Brasil. Os preços calculados através da metodologia adotada pela Companhia não são indicativos do preço que a Companhia poderia conseguir pelo produto se o mesmo fosse comercializado em um mercado à vista não regulamentado. Além disso, os preços calculados através dessa metodologia também podem não ser indicativos dos preços futuros a serem realizados pela Companhia, os preços adotados para gás são aqueles passíveis de serem obtidos em contratos com terceiros.

Os custos de produção são os custos de extração incorridos para operar e manter poços produtivos e os correspondentes equipamentos e instalações, os quais incluem custos de mão-de-obra, de materiais, suprimentos, combustível consumido nas operações e o custo de operação de unidades de produção de gás natural liquefeito. Os custos de produção incluem também despesas administrativas e depreciação e amortização de equipamentos relativos às atividades de produção.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES SOBRE PETRÓLEO E GÁS EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (NÃO AUDITADA)

Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

(iii) Resultados das atividades de produção de petróleo e gás (Continuação)

As despesas de exploração incluem os custos de atividades geológicas e geofísicas e de poços de exploração não produtivos. As despesas de depreciação e amortização referem-se aos ativos empregados nas atividades de exploração e de desenvolvimento. Segundo o Tópico de Codificação 932 – Atividades de Extração - Petróleo e Gás, o imposto de renda e a contribuição social são calculados utilizando-se as alíquotas oficiais, considerando as deduções permitidas na legislação fiscal. Despesas e receitas financeiras não foram contempladas nos resultados abaixo.

31 de dezembro de 2010	Consolidated Entities						Investimentos pelo método de equivalência patrimonial	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outras	Internacional	Total	
Receitas Líquidas:								
Vendas a terceiros	242	791	7	(4)	-	794	1.036	99
Intersegmentos (1)	54.042	1.283	56	1.633	-	2.972	57.014	21
	54.284	2.074	63	1.629	-	3.766	58.050	120
Custos de produção (2)	(20.525)	(844)	(33)	(89)	-	(966)	(21.491)	(38)
Despesas de exploração	(1.277)	(82)	(59)	(294)	(189)	(623)	(1.900)	(1)
Depreciação, exaustão e amortização	(5.757)	(366)	(31)	(320)	(1)	(718)	(6.475)	(84)
<i>Impairment</i>	(346)	(6)	-	-	-	(6)	(352)	-
Outras despesas operacionais	(863)	51	7	2	(24)	36	(827)	-
Resultados antes do imposto de renda	25.516	828	(54)	928	(214)	1.489	27.005	(2)
Despesas de imposto de renda	(8.675)	(139)	-	(163)	-	(302)	(8.978)	(21)
Resultados das operações (líquidos de <i>overhead</i> corporativo e de juros)	16.841	689	(54)	765	(214)	1.186	18.027	(23)

(1) Não inclui US\$998 (US\$1.181 para 2009 e US\$3.067 para 2008) relativos a atividades de prospecção de campos para os quais a Petrobras não é capaz de determinar a quantidade da reserva. Este valor relacionado principalmente ao volume de gás está incluído nas receitas operacionais líquidas da Petrobras no montante de US\$54.284 (US\$38.777 para 2009 e US\$59.024 para 2008), referentes ao segmento E&P Brasil (Nota 21).

(2) Não inclui US\$1.081 (US\$1.282 para 2009 e US\$3.111 para 2008) relativos a atividades de prospecção de campos para os quais a Petrobras não é capaz de determinar a quantidade da reserva. Este valor, relacionado principalmente ao volume de gás seco, está incluído no custo de vendas da Petrobras, no montante de US\$20.525 (US\$16.329 para 2009 e US\$21.130 para 2008), referente ao segmento E&P Brasil (Ver Nota 21).

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES SOBRE PETRÓLEO E GÁS EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (NÃO AUDITADA)

Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

(iii) Resultados das atividades de produção de petróleo e gás (Continuação)

31 de dezembro de 2009	Consolidated Entities						Total	Investimentos pelo
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outras	Internacional		método de equivalência patrimonial
								Total
Receitas líquidas:								
Vendas a terceiros	476	641	64	140	-	845	1.321	213
Intersegmentos (1)	37.120	1.146	-	957	-	2.103	39.223	18
	37.596	1.787	64	1.097	-	2.948	40.544	231
Custos de produção (2)	(15.047)	(689)	(36)	(185)	-	(910)	(15.957)	(126)
Despesas de exploração	(1.199)	(198)	(49)	(189)	(71)	(507)	(1.706)	-
Depreciação, exaustão e amortização	(4.344)	(383)	(37)	(299)	(1)	(720)	(5.064)	(120)
Impairment	(319)	-	-	-	-	-	(319)	-
Outras despesas operacionais	(1.293)	(19)	-	9	2	(8)	(1.301)	-
Resultados antes do imposto de renda	15.394	498	(58)	433	(70)	803	16.197	(15)
Despesas de imposto de renda	(5.200)	(116)	(0)	(69)	-	(185)	(5.385)	(12)
Resultados das operações (líquidos de <i>overhead</i> corporativo e de juros)	10.194	382	(58)	364	(70)	618	10.812	(27)
31 de dezembro de 2008								
Receitas líquidas:								
Vendas a terceiros	973	1.152	139	91	-	1.382	2.355	-
Intersegmentos(1)	54.983	1.403	-	55	-	1.458	56.441	-
	55.956	2.555	139	146	-	2.840	58.796	-
Custos de produção (2)	(18.019)	(836)	(42)	(23)	-	(901)	(18.920)	-
Despesas de exploração	(1.303)	(141)	(106)	(128)	(97)	(472)	(1.775)	-
Depreciação, exaustão e amortização	(3.544)	(357)	(35)	(27)	-	(419)	(3.963)	-
Impairment	(171)	(5)	(115)	(3)	-	(123)	(294)	-
Outras despesas operacionais	(117)	(181)	-	9	-	(172)	(289)	-
Resultados antes do imposto de renda	32.802	1.035	(159)	(26)	(97)	753	33.555	-
Despesas de imposto de renda	(11.153)	(265)	(13)	12	-	(266)	(11.419)	-
Resultados das operações (líquidos de <i>overhead</i> corporativo e de juros)	21.649	770	(172)	(14)	(97)	487	22.136	47

(1) Não inclui US\$998 (US\$1.181 para 2009 e US\$3.067 para 2008) relativos a atividades de prospecção de campos para os quais a Petrobras não é capaz de determinar a quantidade da reserva. Este valor relacionado principalmente ao volume de gás está incluído nas receitas operacionais líquidas da Petrobras no montante de US\$54.284 (US\$38.777 para 2009 e US\$59.024 para 2008), referentes ao segmento E&P Brasil (Nota 21).

(2) Não inclui US\$1.081 (US\$1.282 para 2009 e US\$3.111 para 2008) relativos a atividades de prospecção de campos para os quais a Petrobras não é capaz de determinar a quantidade da reserva. Este valor, relacionado principalmente ao volume de gás seco, está incluído no custo de vendas da Petrobras, no montante de US\$20.525 (US\$16.329 para 2009 e US\$21.130 para 2008), referente ao segmento E&P Brasil (Ver Nota 21).

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES SOBRE PETRÓLEO E GÁS EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (NÃO AUDITADA)

Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

iv) Informações sobre quantidade de reservas

As reservas de petróleo e gás provadas líquidas estimadas pela Companhia e as correspondentes movimentações para 2010, 2009 e 2008 estão apresentadas na tabela a seguir. As reservas provadas foram estimadas por engenheiros especialistas da Companhia, em conformidade com as definições de reservas definidas pela *Securities and Exchange Commission*.

As reservas provadas de petróleo e gás são aquelas quantidades de petróleo e gás que, pela análise das geociências e da engenharia, podem ser estimadas com razoável certeza para serem economicamente viáveis - a partir de uma determinada data, baseado em reservatórios conhecidos, e sob condições econômicas, métodos operacionais e regulamentações governamentais – previamente do período de determinação dos contratos que prevêm o direito da operação expirar, a menos que existam evidências de que a renovação é quase certa, independentemente dos métodos determinísticos ou probabilísticos usados para a estimativa. O projeto para extrair os hidrocarbonetos deve ter iniciado ou o operador deve estar razoavelmente certo de que ele irá iniciar o projeto num prazo razoável.

As reservas de petróleo e gás desenvolvidas são reservas de qualquer categoria que podem ser recuperadas: (i) através de poços existentes com os equipamentos existentes e métodos de funcionamento ou em que o custo do equipamento necessário é relativamente menor comparado com o custo de um novo poço e (ii) através de equipamentos de extração instalados e infra estrutura operacional, no momento da estimativa das reservas se a extração é realizada sem envolver poço.

Em alguns casos, há a necessidade de novos investimentos substanciais em poços adicionais e equipamentos para recuperação dessas reservas provadas. Devido às incertezas inerentes e aos dados limitados sobre as reservas, as estimativas das reservas estão sujeitas a ajustes à medida que se obtém conhecimento de novas informações.

As reservas comprovadas na Bolívia não foram classificadas como tal em 2009 devido à nova Constituição Boliviana, que não permite a divulgação das reservas estimadas em propriedades sob sua autoridade. O saldo inicial das reservas comprovadas na Bolívia para 2009 foi ajustado no item "Revisões de estimativas anteriores".

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES SOBRE PETRÓLEO E GÁS EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (NÃO AUDITADA)

Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

(iv) Informações sobre quantidade de reservas (Continuação)

Um resumo das alterações anuais na reservas provadas de Petróleo segue (em milhões de barris):

	Entidades Consolidadas						Investimento pelo método de Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	Africa	Internacional	Petróleo Sintético	
Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas							Total
Reservas em 31 de dezembro de 2007	9.138,5	321,3	26,7	66,3	414,3	-	9.552,8
Revisão de estimativas anteriores	119,3	0,1	(10,6)	21,4	10,9	-	130,2
Extensões e descobertas	74,7	1,5	-	-	1,5	-	76,2
Aprimoramento no processo de extração	29,8	-	-	-	-	-	29,8
Vendas de reservas	-	(10,7)	-	-	(10,7)	-	(10,7)
Compras de reservas	-	12,3	-	-	12,3	-	12,3
Produção do ano	(646,0)	(35,6)	(0,6)	(2,9)	(39,1)	-	(685,1)
Reservas provadas em 31 de dezembro de 2008	8.716,3	288,9	15,5	84,8	389,2	-	9.105,5
Revisão de estimativas anteriores	1.779,0	(37,9)	(7,7)	1,7	(43,9)	-	1.735,1
Extensões e descobertas	100,0	4,8	-	30,4	35,2	8,0	143,2
Aprimoramento no processo de extração	11,0	-	-	10,3	10,3	-	21,3
Vendas de reservas	-	(99,4)	-	-	(99,4)	-	(99,4)
Compras de reservas	-	99,4	-	-	99,4	-	99,4
Produção do ano	(687,0)	(31,2)	(0,5)	(16,3)	(48,0)	(1,0)	(736,0)
Reservas provadas em 31 de dezembro de 2009	9.919,3	224,6	7,3	110,9	342,8	7,0	10.269,1
Revisão de estimativas anteriores	368,0	(9,3)	3,4	13,9	8,0	2,0	378,0
Extensões e descobertas	778,0	26,9	-	20,7	26,9	-	804,9
Aprimoramento no processo de extração	9,0	0,1	-	20,7	20,8	-	29,8
Vendas de reservas	-	(5,9)	(0,1)	-	(6,0)	-	(6,0)
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Produção do ano	(695,0)	(26,6)	(0,5)	(20,6)	(47,7)	(1,0)	(743,7)
Reservas provadas em 31 de dezembro de 2010 (*)	10.379,3	209,8	10,1	124,9	344,8	8,0	10.732,1

(*) Não inclui os direitos de produção de 5 bilhões de barris de óleo conforme Contrato de Cessão Onerosa.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES SOBRE PETRÓLEO E GÁS EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (NÃO AUDITADA)

Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

(iv) Informações sobre quantidade de reservas (Continuação)

Um resumo das movimentações anuais de reservas provadas de gás natural pode ser apresentado como segue (em bilhões de metros cúbico):

	Entidades Consolidadas					Investimento pelo método de equivalência patrimonial		
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Internacional	Gás Sintético	Total	Total
Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas								
Reservas em 31 de dezembro de 2007	10.078,3	2.259,8	141,7	-	2.401,5	-	12.479,8	66,9
Revisão de estimativas anteriores	(248,3)	427,4	(10,7)	26,8	443,5	-	195,2	-
Extensão e descobertas	113,5	39,2	-	-	39,2	-	152,7	-
Aprimoramento do processo de extração	7,5	-	-	-	-	-	7,5	-
Compras de reservas	-	123,1	-	-	123,1	-	123,1	-
Produção do ano	(605,0)	(209,0)	(4,9)	-	(213,9)	-	(818,9)	-
Reservas em 31 de dezembro de 2008	9.346,0	2.640,5	126,1	26,8	2.793,4	-	12.139,4	75,7
Revisão de estimativas anteriores	942,0	(1.398,3)	(70,7)	5,0	(1.464,0)	-	(522,0)	(14,4)
Extensão e descobertas	141,0	5,5	-	-	5,5	6,6	153,1	-
Aprimoramento do processo de extração	1,0	-	-	-	-	-	1,0	3,9
Vendas de reservas	-	(110,3)	-	-	(110,3)	-	(110,3)	-
Compras de reservas	-	110,3	-	-	110,3	-	110,3	-
Produção do ano	(571,0)	(207,8)	(3,9)	-	(211,7)	(1,0)	(783,7)	(2,0)
Reservas em 31 de dezembro de 2009	9.859,0	1.039,9	51,5	31,8	1.123,2	5,6	10.987,8	63,2
Revisão de estimativas anteriores	339,0	(20,3)	3,6	8,6	(8,1)	8,0	338,9	(1,9)
Extensão e descobertas	961,0	324,0	-	-	324,0	-	1.285,0	-
Aprimoramento do processo de extração	10,0	4,7	-	-	4,7	-	14,7	-
Vendas de reservas	-	(1,0)	(0,1)	-	(1,1)	-	(1,1)	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-
Produção do ano	(615,0)	(111,6)	(3,3)	-	(114,9)	(2,0)	(731,9)	(1,5)
Reservas em 31 de dezembro de 2010	10.554,0	1.235,7	51,7	40,4	1.327,8	11,6	11.893,4	59,8

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES SOBRE PETRÓLEO E GÁS EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (NÃO AUDITADA)

Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

(iv) Informações sobre quantidade de reservas (Continuação)

Reservas provadas e desenvolvidas líquidas	2010				2009				2008			
	Petróleo Bruto (milhões de barris)	Petróleo Sintético	Gás Natural (bilhões de metros cúbicos)	Gás Sintético	Petróleo Bruto (milhões de barris)	Petróleo Sintético	Gás Natural (bilhões de metros cúbicos)	Gás Sintético	Petróleo Bruto (milhões de barris)	Petróleo Sintético	Gás Natural (bilhões de metros cúbicos)	Gás Sintético
Entidades consolidadas												
Brasil	6.932,0	8,0	6.975,0	11,6	6.121,4	7,0	5.382,8	5,6	5.346,5	-	5.069,9	-
América do Sul (1)	118,8	-	489,2	-	139,9	-	485,6	-	189,0	-	1.661,5	-
América do Norte	4,6	-	30,3	-	3,8	-	37,3	-	5,9	-	67,8	-
África	59,5	-	40,4	-	58,5	-	31,7	-	16,0	-	25,6	-
Outras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Internacional	182,9	-	559,9	-	202,2	-	554,6	-	210,9	-	1.754,9	-
	<u>7.114,9</u>	<u>8,0</u>	<u>7.534,9</u>	<u>11,6</u>	<u>6.323,6</u>	<u>7,0</u>	<u>5.937,4</u>	<u>5,6</u>	<u>5.557,4</u>	<u>-</u>	<u>6.824,8</u>	<u>-</u>
Entidades não consolidadas												
Brasil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
América do Sul (1)	18,7	-	25,0	-	22,2	-	32,5	-	27,5	-	47,3	-
América do Norte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
África	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Internacional	18,7	-	25,0	-	22,2	-	32,5	-	27,5	-	47,3	-
	<u>18,7</u>	<u>-</u>	<u>25,0</u>	<u>-</u>	<u>22,2</u>	<u>-</u>	<u>32,5</u>	<u>-</u>	<u>27,5</u>	<u>-</u>	<u>47,3</u>	<u>-</u>
Total das entidades consolidadas e não consolidadas	<u>7.133,6</u>	<u>8,0</u>	<u>7.559,9</u>	<u>11,6</u>	<u>6.345,8</u>	<u>7,0</u>	<u>5.969,9</u>	<u>5,6</u>	<u>5.584,9</u>	<u>-</u>	<u>6.872,1</u>	<u>-</u>
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas:												
Entidades consolidadas												
Brasil	3.447,3	-	3.579,0	-	3.797,9	-	4.476,2	-	3.369,8	-	4.276,1	-
América do Sul (1)	91,0	-	746,3	-	84,8	-	554,5	-	99,9	-	979,0	-
América do Norte	5,6	-	21,6	-	3,5	-	14,2	-	9,6	-	58,3	-
África	65,3	-	-	-	52,4	-	-	-	68,8	-	1,2	-
Outras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Internacional	161,9	-	767,9	-	140,7	-	568,7	-	178,3	-	1.038,5	-
	<u>3.609,2</u>	<u>-</u>	<u>4.346,9</u>	<u>-</u>	<u>3.938,6</u>	<u>-</u>	<u>5.044,9</u>	<u>-</u>	<u>3.548,1</u>	<u>-</u>	<u>5.314,6</u>	<u>-</u>
Entidades não consolidadas												
Brasil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
América do Sul (1)	14,8	-	34,8	-	17,6	-	30,6	-	21,6	-	28,4	-
América do Norte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
África	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Internacional	14,8	-	34,8	-	17,6	-	30,6	-	21,6	-	28,4	-
	<u>14,8</u>	<u>-</u>	<u>34,8</u>	<u>-</u>	<u>17,6</u>	<u>-</u>	<u>30,6</u>	<u>-</u>	<u>21,6</u>	<u>-</u>	<u>28,4</u>	<u>-</u>
Total consolidadas e entidades não consolidadas	<u>3.624,0</u>	<u>-</u>	<u>4.381,7</u>	<u>-</u>	<u>3.956,2</u>	<u>-</u>	<u>5.075,5</u>	<u>-</u>	<u>3.569,7</u>	<u>-</u>	<u>5.343,0</u>	<u>-</u>

(1) Inclui reservas de 35,3 milhões de barris de petróleo e 276,3 bilhões de metros cúbicos de gás em 2010 (42,2 milhões de barris de petróleo e 312 bilhões de metros cúbicos de gás em 2009 e 71,5 milhões de barris de petróleo e 415,9 bilhões de pés cúbicos de gás em 2008) correspondentes a uma participação minoritária de 32,76% na Petrobras Argentina, Companhia incluída da consolidação da Petrobras.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES SOBRE PETRÓLEO E GÁS EXPLORAÇÃO
E
PRODUÇÃO (NÃO AUDITADA)
Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

(v) Mensuração padronizada dos fluxos de caixa futuros descontados líquidos relacionados a quantidades provadas de petróleo e gás e as correspondentes movimentações

A mensuração padronizada dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados referentes às reservas de petróleo e gás provadas mencionadas acima é feita em conformidade com o Tópico de Codificação 932 – Atividades de Extração - Petróleo e Gás. Entradas de caixa futuras estimadas de produção no Brasil e no segmento internacional são calculados pela aplicação do preço médio durante o período de 12 meses antes da data final do período abrangido pelo relatório, determinado como uma média aritmética não ponderada do primeiro dia do preço no mês para cada mês dentro desse prazo, a menos que os preços sejam definidos por acordos contratuais, excluindo as escalas baseadas em condições futuras com base em metodologia da Companhia de preços internos do petróleo e do gás para quantidades de reservas estimadas líquidas comprovadas de final. Alterações nos preços futuros são limitados aos previstos pelas disposições contratuais existentes no final de cada ano de referência. Desenvolvimentos futuros e custos de produção são os gastos futuros estimados necessários para desenvolver e produzir reservas estimadas provadas de final de exercício com base em indicadores de custos do final do ano, assumindo a continuação das condições econômicas do exercício. Impostos de renda estimados futuros aplicam-se as alíquotas legais estatutárias de final de ano. Estas taxas refletem deduções permitidas e são aplicadas aos fluxos de caixa líquidos de impostos, menos a base tributária de ativos relacionados. Os fluxos de caixa futuros descontados líquidos são calculados utilizando fatores de desconto de período médio de 10%. Esse desconto requer estimativa ano a ano a partir do momento em que os dispêndios futuros sejam incorridos e quando as reservas serão extraídas.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES SOBRE PETRÓLEO E GÁS EXPLORAÇÃO E
PRODUÇÃO (NÃO AUDITADA)

Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

(v) Mensuração padronizada dos fluxos de caixa futuros descontados líquidos relacionados a quantidades provadas de petróleo e gás e as correspondentes movimentações (Continuação)

A avaliação arbitrária prescritas na Codificação Tópico 932 - Atividades de Extração - Petróleo e Gás exige suposições quanto à periodicidade e quantidade de futuro desenvolvimento e custos de produção. Os cálculos são feitos a partir de 31 de dezembro de cada ano e não deve ser invocado como uma indicação de fluxos futuros da Petrobras em dinheiro ou o valor de suas reservas de petróleo e gás.

	Entidades consolidadas						Investimento pelo método de equivalência patrimonial	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outras	Internacional	Total	Total
31 de dezembro de 2010								
Entradas de caixa futuros	755.189	22.246	1.029	11.403	-	34.678	789.867	1.992
Custos de produção futuros	(331.109)	(7.359)	(251)	(2.954)	-	(10.564)	(341.673)	(1.072)
Custos de desenvolvimento futuros	(52.589)	(2.054)	(346)	(2.495)	-	(4.895)	(57.484)	(71)
Despesa futura de imposto de renda	(128.856)	(6.898)	-	(1.475)	-	(8.373)	(137.229)	(333)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	242.635	5.935	432	4.479	-	10.846	253.481	516
Desconto anual 10% de fluxos de caixa estimados	(118.361)	(2.222)	(202)	(1.417)	-	(3.841)	(122.202)	(192)
Fluxo de caixa líquidos futuros padronizados descontados	124.274	3.713	230	3.062	-	7.005	131.279	324
31 de dezembro de 2009								
Entradas de caixa futuros	528.703	19.815	640	7.319	-	27.774	556.477	2.737
Custos de produção futuros	(252.843)	(5.833)	(170)	(2.010)	-	(8.013)	(260.856)	(1.337)
Custos de desenvolvimento futuros	(45.444)	(2.262)	(217)	(2.248)	-	(4.727)	(50.171)	(121)
Despesa futura de imposto de renda	(80.342)	(6.354)	-	(290)	-	(6.644)	(86.986)	(501)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	150.074	5.366	253	2.771	-	8.390	158.464	778
10% de desconto semestral para o calendário de fluxos de caixa estimados	(73.740)	(2.165)	(96)	(742)	-	(3.003)	(76.743)	(310)
Fluxo de caixa líquidos futuros padronizados descontados	76.334	3.201 (*)	157	2.029	-	5.387	81.721	467
31 de dezembro de 2008								
Entradas de caixa futuros	298.408	21.793	1.468	3.088	-	26.349	324.757	-
Custos de produção futuros	(163.427)	(5.236)	(588)	(1.212)	-	(7.036)	(170.463)	-
Custos de desenvolvimento futuros	(41.063)	(2.276)	(327)	(593)	-	(3.196)	(44.259)	-
Despesa futura de imposto de renda	(33.679)	(9.021)	-	(2)	-	(9.023)	(42.702)	-
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	60.239	5.260	553	1.281	-	7.094	67.333	-
Desconto anual 10% de fluxos de caixa estimados	(22.772)	(2.087)	(266)	(187)	-	(2.540)	(25.312)	-
Fluxo de caixa líquidos futuros padronizados descontados	37.467	3.174 (*)	286	1.095	-	4.555	42.022	240

(*) Inclui US\$405 em 2010 (US\$411 em 2009 e US\$579 em 2008) correspondentes a uma participação minoritária de 32,76% na Petrobras Argentina, Companhia incluída da consolidação da Petrobras.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES SOBRE PETRÓLEO E GÁS EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (NÃO AUDITADA)

Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

(v) Mensuração padronizada dos fluxos de caixa futuros descontados líquidos relacionados a quantidades provadas de petróleo e gás e as correspondentes movimentações (Continuação)

	Entidades consolidadas						Investimento pelo método de equivalência patrimonial	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outras	Internacional		Total
Saldo em 1º de janeiro de 2010	76.334	3.202	157	2.028	-	5.387	81.721	467
Vendas e transferências de petróleo e gás, líquidas de custo de produção	(31.864)	(1.139)	(34)	(1.532)	-	(2.705)	(34.569)	(58)
Custo de desenvolvimento incorridos	13.692	428	812	193	-	1.433	15.125	18
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minérios	-	(58)	(1)	-	-	(59)	(59)	-
Variações líquidas devido a extensões, descobertas e aprimoramentos, menos respectivos custos	16.972	218	-	1.061	-	1.279	18.251	-
Revisão das quantidades estimadas prévias	7.594	251	88	686	-	1.025	8.619	(58)
Variação líquidas em preço, preços de transferência e custos de produção	72.628	646	(716)	1.353	-	1.283	73.911	(228)
Variação em custos de desenvolvimento futuros estimados	(13.580)	(271)	-	(334)	-	(605)	(14.185)	30
Acréscimo de desconto	7.633	497	23	193	-	713	8.346	77
Alterações líquidas em imposto de renda	(25.135)	(205)	-	(1.040)	-	(1.245)	(26.380)	89
Momento	-	180	(110)	-	-	70	70	-
Outros - Não específicos	-	(36)	11	454	-	429	429	(13)
Saldo em 31 de dezembro de 2010	124.274	3.713	230	3.062	-	7.005	131.279	324

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES SOBRE PETRÓLEO E GÁS EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (NÃO AUDITADA)

Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

(v) Mensuração padronizada dos fluxos de caixa futuros descontados líquidos relacionados a quantidades provadas de petróleo e gás e as correspondentes movimentações (Continuação)

	Entidades consolidadas						Investimento pelo método de equivalência patrimonial	
	Brasil	América do Sul	América do			Total		Total
			Norte	África	Outras			
Saldo em 1º de janeiro de 2009	37.466	3.172	287	1.095	-	4.554	42.020	240
Vendas e transferências de petróleo e gás, líquidas de custo de produção	(22.529)	(1.062)	(32)	(581)	-	(1.675)	(24.204)	(84)
Custo de desenvolvimento incorridos	13.513	319	571	307	-	1.197	14.710	74
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minérios	-	-	-	-	-	-	-	-
Variações líquidas devido a extensões, descobertas e aprimoramentos, menos respectivos custos	1.643	110	-	1.242	-	1.352	2.995	(45)
Revisão das quantidades estimadas prévias	23.490	(308)	(366)	32	-	(642)	22.848	(80)
Variação líquidas em preço, preços de transferência e custos de produção	44.892	(1.087)	(476)	1.717	-	154	45.046	513
Variação em custos de desenvolvimento futuros estimados	(5.971)	(293)	65	(1.267)	-	(1.495)	(7.466)	(79)
Acréscimo de desconto	3.747	407	16	114	-	537	4.284	40
Alterações líquidas em imposto de renda	(19.917)	1.652	-	(238)	-	1.414	(18.503)	(144)
Momento	-	318	38	-	-	356	356	-
Outros - Não específicos	-	(25)	54	(393)	-	(364)	(364)	32
Saldo em 31 de dezembro de 2009	76.334	3.203	157	2.028	-	5.388	81.722	467

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E SUBSIDIÁRIAS

INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES SOBRE PETRÓLEO E GÁS EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (NÃO AUDITADA)

Em Milhões de Dólares Norte-Americanos
(exceto quando especificamente indicado)

(v) Mensuração padronizada dos fluxos de caixa futuros descontados líquidos relacionados a quantidades provadas de petróleo e gás e as correspondentes movimentações (Continuação)

	Entidades consolidadas						Investimento pelo método de equivalência patrimonial	
	Brasil	América do Sul	América do Norte			Total		Total
			África	Outras	Internacional			
Saldo em 1º de janeiro de 2008	169.853	4.909	865	3.364	-	9.138	178.991	-
Vendas e transferências de petróleo e gás, líquidas de custo de produção	(36.982)	(1.630)	(97)	(59)	-	(1.786)	(38.768)	-
Custo de desenvolvimento incorridos	11.744	557	288	549	194	1.588	13.332	-
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minérios	-	201	-	-	-	201	201	-
Variações líquidas devido a extensões, descobertas e aprimoramentos, menos respectivos custos	1.018	69	-	(19)	-	50	1.068	-
Revisão das quantidades estimadas prévias	634	1.232	(155)	440	-	1.517	2.151	-
Variação líquidas em preço, preços de transferência e custos de produção	(188.780)	(1.355)	(1.075)	(4.018)	(194)	(6.642)	(195.422)	-
Variação em custos de desenvolvimento futuros estimados	(8.576)	(733)	(132)	(162)	-	(1.027)	(9.603)	-
Acréscimo de desconto	16.985	668	122	340	-	1.130	18.115	-
Alterações líquidas em imposto de renda	71.571	(449)	356	1.380	-	1.287	72.858	-
Momento	-	(208)	74	(410)	-	(544)	(544)	-
Outros - Não específicos	-	(87)	40	(310)	-	(357)	(357)	-
Saldo em 31 de dezembro de 2008	37.467	3.174	286	1.095	-	4.555	42.022	240

Petrobras International Finance Company
(Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. -
Petrobras)

Demonstrações Contábeis Consolidadas
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2010, 2009 e
2008 com Parecer dos Auditores Independentes -
Registrados no PCAOB

(Tradução livre do original em inglês)

(Tradução livre do original em inglês)

**Petrobras International Finance Company
e controladas**
(Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras)

DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

31 de dezembro de 2010, 2009 e 2008

Índice

Parecer dos Auditores Independentes Registrados no PCAOB.....	F-145 – F-146
Demonstrações Contábeis Auditadas	
Balancos Patrimoniais Consolidados.....	F-147 - F-148
Demonstrações Consolidadas dos Resultados.....	F-149
Demonstrações Consolidadas das Mutações do Passivo a Descoberto.....	F-150
Demonstrações Consolidadas dos Fluxos de Caixa.....	F-151
Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Consolidadas.....	F-152 - F-171

Parecer dos auditores independentes registrados no PCAOB

(Tradução livre do original em inglês)

À Diretoria Executiva e ao Acionista da
Petrobras International Finance Company

Auditamos os balanços patrimoniais consolidados da Petrobras International Finance Company e subsidiárias (“PifCo” ou “Companhia”) em 31 de dezembro de 2010 e 2009, e as respectivas demonstrações consolidadas de resultados, das mutações do passivo a descoberto e dos fluxos de caixa para cada um dos exercícios no período de três anos findos em 31 de dezembro de 2010. Também realizamos auditoria sobre os controles internos da Companhia referentes ao processo de preparação e divulgação das demonstrações contábeis consolidadas em 31 de dezembro de 2010, com base no critério estabelecido em Controle Interno - Estrutura Integrada emitido pelo Conselho da Organização Patrocinadora da Comissão de Treadway (COSO). A administração da Companhia é responsável por essas demonstrações contábeis consolidadas, por manter controles internos efetivos sobre as demonstrações contábeis e pela avaliação da efetividade dos controles internos sobre as demonstrações contábeis incluídas no Relatório da Administração sobre Controles Internos referentes ao processo de preparação e divulgação das demonstrações contábeis consolidadas. Nossa responsabilidade é expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis consolidadas e uma opinião sobre os controles internos da Companhia referentes ao processo de preparação e divulgação das demonstrações contábeis consolidadas com base em nossas auditorias.

Nossas auditorias foram conduzidas de acordo com as normas do Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias Abertas nos Estados Unidos da América (PCAOB - Public Company Accounting Oversight Board). Estas normas requerem que uma auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis consolidadas não contêm erros materiais e de que os controles internos referentes ao processo de preparação e divulgação das demonstrações contábeis consolidadas são efetivos em todos os aspectos materiais. Nossa auditoria das demonstrações contábeis consolidadas compreende ainda a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados nas demonstrações contábeis consolidadas, a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela administração, bem como da apresentação das demonstrações contábeis consolidadas tomadas em conjunto. Nossa auditoria sobre os controles internos relativos ao processo de preparação e divulgação de demonstrações contábeis incluem obter um entendimento dos controles internos sobre demonstrações contábeis consolidadas, avaliando o risco de que uma fraqueza significativa existe e testando e avaliando o desenho e efetividade operacional dos controles internos baseados nos riscos avaliados. Nossas auditorias também incluíram a realização de outros procedimentos que consideramos necessários nas circunstâncias. Acreditamos que nossas auditorias proporcionam uma base adequada para emitirmos nossas opiniões.

Os controles internos sobre o processo de preparação e divulgação das demonstrações contábeis consolidadas de uma Companhia são elaborados para garantir segurança razoável quanto à confiabilidade da sua preparação para fins externos de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos. Os controles internos sobre o processo de preparação e divulgação de demonstrações de contábeis consolidadas incluem aquelas políticas e procedimentos que (1) se referem à manutenção dos registros que, com detalhe razoável, refletem com exatidão e clareza as transações e vendas dos ativos; (2) forneçam segurança razoável de que as transações são registradas conforme necessário para permitir a preparação das demonstrações contábeis consolidadas de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos, e que recebimentos e gastos vêm sendo feitos somente com autorizações da administração e diretores da Companhia; e (3) forneçam segurança razoável relativa à prevenção ou a detecção oportuna da aquisição, uso ou venda não autorizada dos ativos que possam ter um efeito material sobre as demonstrações contábeis consolidadas.

Devido às suas limitações inerentes, os controles internos sobre o processo de preparação e divulgação de demonstrações contábeis consolidadas podem não evitar ou detectar erros. Além disso, projeções de qualquer avaliação de efetividade para períodos futuros estão sujeitas ao risco de que os controles possam tornar-se inadequados devido a mudanças nas condições, ou devido ao fato de que o grau de conformidade com as políticas e procedimentos possa diminuir.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis consolidadas referidas anteriormente representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição financeira da Petrobras International Finance Company e subsidiárias em 31 de dezembro de 2010 e 2009, os resultados de suas operações e seus fluxos de caixa para cada um dos exercícios no período de três anos findos em 31 de dezembro de 2010, de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América. Adicionalmente, em nossa opinião, a Petrobras International Finance Company e subsidiárias mantiveram, em todos os aspectos relevantes, controles internos efetivos sobre o processo de preparação e divulgação de demonstrações contábeis em 31 de dezembro de 2010, com base no critério estabelecido no COSO.

/s/ KPMG Auditores Independentes

KPMG Auditores Independentes

Rio de Janeiro, Brasil
15 de março de 2011

(Tradução livre do original em inglês)

Petrobras International Finance Company e Controladas

(Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras)

BALANÇOS PATRIMONIAIS CONSOLIDADOS

Em 31 de dezembro de 2010 e 2009

(Em milhares de dólares norte-americanos)

Ativo	2010	2009
Ativo circulante		
Caixa e equivalentes de caixa (Nota 3)	1.197.430	953.157
Títulos e valores mobiliários (Nota 4)	2.429.400	2.546.811
Contas a receber		
Partes relacionadas (Nota 5)	5.891.030	15.986.051
Outros	927.663	553.081
Títulos a receber - partes relacionadas (Nota 5)	2.636.340	1.213.155
Estoques (Nota 6)	1.022.954	1.223.267
Pagamento antecipado de exportação – partes relacionadas (Nota 5)	70.444	382.827
Depósitos vinculados a garantias e outros (Nota 5 e 7)	263.119	127.401
	14.438.380	22.985.750
Imobilizado	837	2.012
Investimentos em empresa não consolidada (Nota 1)	7	13
Outros ativos		
Títulos e valores mobiliários (Nota 4)	2.728.991	2.490.325
Títulos a receber - partes relacionadas (Nota 5)	430.992	421.962
Pagamento antecipado de exportação – partes relacionadas (Nota 5)	194.440	263.480
Depósitos vinculados a garantias e despesas antecipadas (Nota 7)	188.374	201.188
	3.542.797	3.376.955
Total do ativo	17.982.021	26.364.730

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis consolidadas.

(Tradução livre do original em inglês)

Petrobras International Finance Company e Controladas

(Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras)

BALANÇOS PATRIMONIAIS CONSOLIDADOS

Em 31 de dezembro de 2010 e 2009

(Em milhares de dólares norte-americanos, exceto a quantidade e o valor por ação)

Passivo e passivo a descoberto	2010	2009
Passivo circulante		
Contas a pagar		
Partes relacionadas (Nota 5)	2.169.365	1.684.855
Outros	1.015.780	1.436.399
Títulos a pagar - partes relacionadas (Nota 5)	-	7.862.042
Financiamento (Nota 8)	1.973.287	1.482.820
Parcela corrente dos financiamentos de longo prazo (Nota 8)	386.028	474.608
Juros provisionados (Nota 8)	274.022	199.469
Outros passivos circulantes (Nota 5)	74.577	34.555
	5.893.059	13.174.748
Passivo não-circulante		
Financiamento de longo prazo (Nota 8)	12.431.438	13.268.959
Passivo a descoberto		
Ações autorizadas e emitidas		
Ações ordinárias – 300.050.000 ações com valor nominal de US\$ 1 (Nota 10)	300.050	300.050
Contribuição adicional de capital	266.394	266.394
Prejuízos acumulados	(894.272)	(632.755)
Outros resultados abrangentes acumulados		
Perda com <i>hedge</i> de fluxo de caixa	(14.648)	(12.666)
	(342.476)	(78.977)
Total do passivo e do passivo a descoberto	17.982.021	26.364.730

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis consolidadas.

(Tradução livre do original em inglês)

Petrobras International Finance Company e Controladas

(Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras)

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DE RESULTADOS

Em 31 de dezembro de 2010, 2009 e 2008

(Em milhares de dólares norte-americanos, exceto o (prejuízo)/lucro líquido por ação)

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2010	2009	2008
Vendas de petróleo, produtos derivados de petróleo e serviços			
Partes relacionadas (Nota 5)	17.417.211	15.728.847	23.797.304
Outras	17.342.259	13.121.152	18.645.503
	<u>34.759.470</u>	<u>28.849.999</u>	<u>42.442.807</u>
Custo das vendas			
Partes relacionadas (Nota 5)	(14.227.465)	(11.899.415)	(14.431.172)
Outros	(20.002.760)	(15.926.001)	(27.799.952)
Despesas com vendas, gerais e administrativas			
Partes relacionadas (Nota 5)	(189.162)	(197.315)	(341.668)
Outras	(292.583)	(220.537)	(220.527)
Outras despesas operacionais, líquidas (Nota 9)	(48.029)	(29.320)	(577.128)
	<u>(34.759.999)</u>	<u>(28.272.588)</u>	<u>(43.370.447)</u>
Receitas/(despesas) operacionais	(529)	577.411	(927.640)
Participação no resultado de empresa não consolidada	(6)	(10)	(2)
Receita financeira			
Partes relacionadas (Nota 5)	563.994	1.415.010	1.655.709
Derivativos nas vendas e transações financeiras			
Partes relacionadas (Nota 5)	6.109	54.398	1.822
Outras (Nota 12)	142.391	213.683	500.088
Investimentos financeiros	213.226	296.096	145.371
Outras	18.236	18.283	21.892
	<u>943.956</u>	<u>1.997.470</u>	<u>2.324.882</u>
Despesas financeiras			
Partes relacionadas (Nota 5)	(107.466)	(936.828)	(1.322.342)
Derivativos nas vendas e transações financeiras			
Partes relacionadas (Nota 5)	(4.438)	(27.837)	(30.719)
Outras (Nota 12)	(163.753)	(373.899)	(384.908)
Financiamentos	(892.168)	(657.407)	(413.305)
Despesas com extinção de dívida	-	(50.408)	-
Outras	(34.266)	(43.703)	(18.786)
	<u>(1.202.091)</u>	<u>(2.090.082)</u>	<u>(2.170.060)</u>
Resultado financeiro, líquido	(258.135)	(92.612)	154.822
Variação cambial, líquida	(2.847)	400	(2.836)
Outras receitas, líquidas	-	2.203	3.058
(Prejuízo)/lucro líquido do exercício	<u>(261.517)</u>	<u>487.392</u>	<u>(772.598)</u>
(Prejuízo)/lucro líquido por ação do exercício – US\$	<u>(0,87)</u>	<u>1,62</u>	<u>(2,57)</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis consolidadas.

(Tradução livre do original em inglês)

Petrobras International Finance Company e Controladas

(Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras)

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DO PASSIVO A DESCOBERTO

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2010, 2009 e 2008

(Em milhares de dólares norte-americanos)

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2010	2009	2008
Ações ordinárias			
Saldo em 1º de janeiro	<u>300.050</u>	300.050	300.050
Saldo ao final do exercício	<u>300.050</u>	300.050	300.050
Contribuição de capital			
Saldo em 1º de janeiro	<u>266.394</u>	266.394	53.926
Aumento de capital	<u>-</u>	-	212.468
Saldo ao final do exercício	<u>266.394</u>	266.394	266.394
Prejuízos acumulados			
Saldo em 1º de janeiro	<u>(632.755)</u>	(1.120.147)	(347.549)
(Prejuízo)/lucro líquido do exercício	<u>(261.517)</u>	487.392	(772.598)
Saldo ao final do exercício	<u>(894.272)</u>	(632.755)	(1.120.147)
Outros resultados abrangentes acumulados			
Perda com <i>hedge</i> de fluxo de caixa			
Saldo em 1º de janeiro	<u>(12.666)</u>	(39.092)	(9.424)
(Perda)/ganho no exercício	<u>(1.982)</u>	26.426	(29.668)
Saldo ao final do exercício	<u>(14.648)</u>	(12.666)	(39.092)
Total do passivo a descoberto	<u><u>(342.476)</u></u>	<u>(78.977)</u>	<u>(592.795)</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis consolidadas.

(Tradução livre do original em inglês)

Petrobras International Finance Company e Controladas

(Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras)

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DOS FLUXOS DE CAIXA

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2010, 2009 e 2008

(Em milhares de dólares norte-americanos)

	Exercícios findos em 31 de dezembro		
	2010	2009	2008
Fluxo de caixa das atividades operacionais			
(Prejuízo)/ lucro líquido do exercício	(261.517)	487.392	(772.598)
Ajustes para conciliação do lucro/(prejuízo) líquido com o caixa líquido utilizado nas operações			
Depreciação, amortização de despesas antecipadas e despesas na emissão de financiamentos	25.113	76.434	2.993
Perda no estoque	(318)	(144.548)	144.866
Participação no resultado de empresa não consolidada	6	10	2
Redução/(aumento) de ativos			
Contas a receber			
Partes relacionadas	10.095.021	8.169.024	(9.228.606)
Outros	(374.537)	(63.311)	412.006
Pagamento antecipado de exportação - partes relacionadas	381.423	100.986	36.128
Outros ativos	203.777	(31.430)	930
Aumento de passivos			
Contas a pagar			
Partes relacionadas	484.510	(27.215)	625.591
Outros	(420.619)	800.422	(544.978)
Outros passivos	112.009	29.495	174.570
Recursos líquidos gerados/(utilizados) nas atividades operacionais	<u>10.244.868</u>	<u>9.397.259</u>	<u>(9.149.096)</u>
Fluxos de caixa das atividades de investimento			
Títulos e valores mobiliários, líquidos	(121.255)	(438.612)	(465.902)
Títulos a receber - partes relacionadas, líquidos	(1.534.676)	(47.155)	493.024
Imobilizado	800	(581)	(1.612)
Investimentos em empresa não consolidada	-	(20)	(5)
Recursos líquidos (utilizados)/gerados em atividades de investimentos	<u>(1.655.131)</u>	<u>(486.368)</u>	<u>25.505</u>
Fluxos de caixa das atividades de financiamento			
Financiamentos de curto prazo, líquidos de emissões e pagamentos	(9.533)	1.482.820	(5.201)
Recursos oriundos da emissão de financiamentos de longo prazo	-	12.350.000	836.815
Pagamentos do principal de financiamentos de longo prazo	(480.608)	(4.697.769)	(722.060)
Empréstimos de curto prazo - partes relacionadas, líquidos	(7.855.323)	(17.380.479)	8.626.816
Recursos líquidos (utilizados)/gerados pelas atividades de financiamentos	<u>(8.345.464)</u>	<u>(8.245.428)</u>	<u>8.736.370</u>
Aumento/(redução) no caixa e equivalentes de caixa	244.273	665.463	(387.221)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	953.157	287.694	674.915
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	<u>1.197.430</u>	<u>953.157</u>	<u>287.694</u>
Informações adicionais ao fluxo de caixa:			
Valores pagos durante o exercício			
Juros	931.685	1.658.154	1.517.259
Impostos sobre a renda	941	3.932	1.977
Juros recebidos durante o exercício	209.872	101.678	176.903
Atividades de investimento e financiamento que não envolvem desembolso de caixa			
Contribuição de capital pela aquisição e venda da Plataforma P-37 por meio de empréstimos	-	-	212.468
Transferência à Brasoil de mútuos ativos e passivos	-	-	8.231.299
Pagamento fornecedor através de mútuos com a Petrobras	-	-	600.000

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis consolidadas.

(Tradução livre do original em inglês)

Petrobras International Finance Company e Controladas

(Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras)

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Consolidadas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2010, 2009 e 2008

(Em milhares de dólares norte-americanos)

1. A Companhia e suas Operações

A Petrobras International Finance Company (“PifCo” ou “Companhia”), sediada nas Ilhas Cayman, foi constituída em 24 de setembro de 1997 e opera como subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. – (“Petrobras”).

A PifCo adquire petróleo bruto e produtos derivados de petróleo da Petrobras para manter em estoque e vender fora do Brasil. Adicionalmente, a Companhia adquire e vende petróleo bruto e produtos derivados de petróleo a terceiros e partes relacionadas, principalmente fora do Brasil. A PifCo também adquire petróleo bruto e produtos derivados de petróleo de terceiros e os vende à Petrobras, com termos que permitem o pagamento em até 30 dias, sem prêmio. Antes de abril de 2010, a Petrobras pagava à PifCo pela compra de petróleo bruto e produtos derivados de petróleo em um prazo de até 330 dias, incluindo prêmio que era diferido pelo prazo do recebimento.

Em consequência, as atividades e operações entre essas empresas, bem como a situação financeira e os resultados da PifCo são afetados por decisões adotadas pela Petrobras. As operações comerciais, incluindo aquelas com a Petrobras, são realizadas sob condições normais de mercado e a preços de mercado. A PifCo também realiza captações de empréstimos no mercado internacional de capitais como parte da estratégia financeira e operacional da Petrobras.

A PifCo reduzirá gradativamente suas vendas de óleo cru e de derivados à Petrobras bem como suas vendas a terceiros de óleo cru e de derivados, devendo encerrar por completo estas operações comerciais. Nessa ocasião a PifCo se tornará uma subsidiária financeira, servindo de veículo para a Petrobras levantar recursos para suas operações fora do Brasil por meio da emissão de valores mobiliários nos mercados de capitais internacionais, entre outros meios. O respaldo da Petrobras ao endividamento da PifCo foi e será efetuado através de garantias de pagamento incondicionais e irrevogáveis.

Segue abaixo uma breve descrição de cada uma das controladas integrais da Companhia:

Petrobras Singapore Private Limited

A Petrobras Singapore Private Limited (“PSPL”), sediada em Cingapura, foi constituída em abril de 2006 para a comercialização de petróleo e produtos derivados de petróleo no âmbito das atividades comerciais na Ásia.

Em 2008, a PSPL adquiriu uma participação de 50% na PM Bio Trading Private Limited, uma *joint venture* com a Mitsui & Co. LTD, constituída em Cingapura para a comercialização de etanol e atividades correlatas, com foco principal no mercado japonês. Está previsto para 2012 o início das operações da PM Bio Trading Private Limited.

(Tradução livre do original em inglês)

Petrobras International Finance Company e Controladas

(Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras)

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Consolidadas (Continuação)
(Em milhares de dólares norte-americanos)

1. A Companhia e suas Operações (Continuação)

Petrobras Finance Limited

A Petrobras Finance Limited (“PFL”), sediada nas Ilhas Cayman, adquire óleo combustível da Petrobras e vende esse produto no mercado internacional, inclusive para clientes designados, a fim de gerar recebíveis de exportação para garantir o financiamento de recebíveis futuros assim como gerar fluxos de caixa adicionais, em conexão com o programa de pagamento antecipado de exportação da Companhia. Certas vendas foram efetuadas através de subsidiárias da Petrobras.

Petrobras Europe Limited

A Petrobras Europe Limited (“PEL”), sediada no Reino Unido, consolida as atividades comerciais e financeiras da Petrobras na Europa. Estas atividades consistem na prestação de serviços de consultoria e negociação dos termos e condições de fornecimento de petróleo e produtos derivados de petróleo para a PifCo, PSPL, Petrobras Paraguay, Petrobras International Braspetro B.V. – PIB BV e Petrobras, assim como na comercialização do petróleo brasileiro e seus derivados, que são exportados para as regiões em que a Companhia atua. A PEL desempenha o papel de consultora em relação a essas atividades e não assume quaisquer riscos comerciais ou financeiros.

Bear Insurance Company Limited

A Bear Insurance Company Limited (“BEAR”), sediada nas Bermudas, contrata seguros para a Petrobras e suas subsidiárias.

2. Base de Apresentação das Demonstrações Contábeis

As demonstrações contábeis consolidadas foram elaboradas de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América (US GAAP). A elaboração destas demonstrações contábeis consolidadas exige a adoção de estimativas e premissas que melhor reflitam os ativos, passivos, receitas e despesas divulgados nas demonstrações contábeis consolidadas, bem como os valores apresentados nas respectivas notas explicativas.

Os eventos subsequentes a 31 de dezembro de 2010 foram avaliados até o arquivamento do Formulário 6-K na *Securities and Exchange Commission*.

(a) Conversão de moeda estrangeira

A moeda funcional da Companhia é o dólar norte-americano. Todos os ativos e passivos monetários denominados em moedas que não sejam o dólar norte-americano são convertidos para essa moeda a taxas de câmbio vigentes. O efeito das variações ocorridas em moedas estrangeiras é registrado no resultado como receitas ou despesas financeiras.

(Tradução livre do original em inglês)

Petrobras International Finance Company e Controladas

(Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras)

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Consolidadas (Continuação)
(Em milhares de dólares norte-americanos)

2. Base de Apresentação das Demonstrações Contábeis (Continuação)

(b) Caixa e equivalentes de caixa

Caixa e equivalentes de caixa representam aplicações de alta liquidez, que são prontamente conversíveis em caixa, e têm vencimento em até três meses da data de aquisição.

(c) Títulos e valores mobiliários

Os títulos e valores mobiliários foram classificados pela Companhia como disponíveis para venda, mantidos até o vencimento ou para negociação baseado nas estratégias relacionadas a esses títulos e valores mobiliários.

Os títulos e valores mobiliários classificados como para negociação são marcados a mercado contra o resultado do exercício, os disponíveis para venda são marcados a mercado contra outros resultados abrangentes e os mantidos até o vencimento são registrados pelo custo amortizado.

Não houve transferências significativas entre categorias.

(d) Contas a receber

As contas a receber são demonstradas com base em valores estimados de realização. A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída em montante considerado suficiente pela administração para fazer face a futuras perdas prováveis decorrentes de contas incobráveis.

(e) Títulos a receber

Os títulos a receber são demonstrados com base em valores estimados de realização, incluindo juros incorridos e referem-se a empréstimos executados entre a Companhia e as subsidiárias da Petrobras.

(f) Estoques

Estão demonstrados pelo valor do custo médio de aquisição ou pelo valor líquido de realização, dos dois o menor.

(g) Depósitos vinculados e garantias

Depósitos vinculados e garantias representam montantes registrados como garantia requerida pelos contratos da Companhia. Os depósitos são efetuados em dinheiro e registrados pelo valor aplicado.

(Tradução livre do original em inglês)

Petrobras International Finance Company e Controladas

(Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras)

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Consolidadas (Continuação)
(Em milhares de dólares norte-americanos)

2. Base de Apresentação das Demonstrações Contábeis (Continuação)

(h) Despesas antecipadas

As despesas antecipadas compreendem exclusivamente custos de financiamento diferidos relativos a emissões de dívidas e estão sendo amortizadas ao longo do prazo de vencimento das respectivas dívidas. O saldo não amortizado dos custos de financiamento diferidos era de US\$ 56.030 e US\$ 67.730 em 31 de dezembro de 2010 e 2009, respectivamente.

(i) Imobilizado

Imobilizados estão apresentados ao custo e são depreciados com base em sua vida útil estimada.

(j) Passivo circulantes e não-circulantes

São demonstrados por valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes juros incorridos.

(k) Receitas diferidas

As receitas diferidas são representadas pelos prêmios cobrados pela Companhia junto à Petrobras e à Alberto Pasqualini - Refap S.A. (“Refap”) até março de 2010 para compensação de seus custos financeiros. Os prêmios são cobrados da Petrobras e Refap quando da venda dos respectivos produtos, sendo diferidos e reconhecidos como parte de receitas financeiras de acordo com o método linear, pelo período de cobrança, que varia de 120 a 330 dias, de modo a ajustar os prêmios cobrados às despesas financeiras da Companhia. As receitas diferidas estão apresentadas no contas a receber.

(l) Apuração do resultado, receitas e despesas

Para todas as transações com terceiros e partes relacionadas, as receitas são reconhecidas de acordo com o Boletim *SEC Staff Accounting Bulletin 104*, que trata de “Reconhecimento de Receitas”. As receitas de petróleo e de produtos derivados do petróleo são reconhecidas pelo regime de competência quando existir evidência persuasiva do acordo feito, na forma de um contrato válido, quando a entrega tiver ocorrido ou houver a transferência dos riscos e benefícios associados à propriedade, e quando o preço é fixo ou calculável e é contabilizado com segurança razoável. Os custos são reconhecidos quando incorridos. O resultado inclui os rendimentos, encargos e variações monetárias e cambiais, a índices ou taxas oficiais, incidentes sobre os ativos e passivos circulantes e a longo prazo e, quando aplicável, os efeitos de ajustes de ativos para o valor de mercado ou de realização.

As compras e vendas de estoques com a mesma contrapartida (convênios de compra / venda) são avençadas e contabilizadas de forma líquida e lançadas em “Custo das vendas” na Demonstração Consolidada de Operações.

(Tradução livre do original em inglês)

Petrobras International Finance Company e Controladas

(Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras)

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Consolidadas (Continuação)
(Em milhares de dólares norte-americanos)

2. Base de Apresentação das Demonstrações Contábeis (Continuação)

(l) Apuração do resultado, receitas e despesas (Continuação)

As principais transações comerciais da Companhia são compostas de:

Importações - a Companhia compra de fornecedores no exterior (principalmente de terceiros) e vende para a Petrobras e suas subsidiárias brasileiras.

Exportações - a Companhia compra da Petrobras e vende para clientes no exterior.

Off-shore - a Companhia realiza transações de compra e venda principalmente no exterior, com terceiros e partes relacionadas.

(m) Contabilização de derivativos e operações de *hedge*

A Companhia adota o Item de Codificação 815 – Derivativos e *Hedging*, juntamente com suas alterações e interpretações, referidos coletivamente neste instrumento como “ASC Topic 815”. Essas regras estabelecem que todos os instrumentos derivativos devem ser contabilizados no balanço da Companhia, tanto no ativo quanto no passivo, e mensurado pelo valor justo. O ASC Topic 815 estabelece que mudanças ocorridas no valor justo de tais derivativos devem ser contabilizadas na demonstração de resultado a não ser que se cumpram critérios específicos de contabilização de *hedge* e seja definido pela Companhia.

No caso dos derivativos denominados *hedge* contábil, os ajustes de valor justo serão registrados na demonstração de resultado ou em “Outros resultados abrangentes acumulados”, um componente do patrimônio líquido, dependendo do tipo de *hedge* contábil e do grau de efetividade do *hedge*.

A Companhia se utiliza de instrumentos financeiros derivativos, não definidos como *hedge* contábil, para reduzir o risco de variações desfavoráveis nos preços de compra do petróleo bruto e derivados. Tais instrumentos são marcados a mercado com os ganhos ou perdas associados reconhecidos como “Receita financeira” ou “Despesa financeira”.

A Companhia também utiliza derivativos do tipo *non-hedging* com o intuito de mitigar o risco sobre as variações desfavoráveis que possam ocorrer com essas moedas estrangeiras, denominadas *funding*. Ganhos e perdas decorrentes das alterações no valor justo de tais contratos são reconhecidos como “Receita financeira” ou “Despesa financeira”.

(Tradução livre do original em inglês)

Petrobras International Finance Company e Controladas

(Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras)

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Consolidadas (Continuação)
(Em milhares de dólares norte-americanos)

2. Base de Apresentação das Demonstrações Contábeis (Continuação)

(m) Contabilização de derivativos e operações de *hedge* (Continuação)

A Companhia também utiliza derivativos do tipo *hedging* para se proteger das mudanças nas taxas de juros em diversas moedas. Esses instrumentos utilizados, assim como os riscos protegidos, são contabilizados de acordo com o modelo do fluxo de caixa. De acordo com esse modelo, os ganhos e perdas decorrentes do instrumento derivativo são diferidos e registrados em “Outros resultados abrangentes acumulados” até o momento em que a transação objeto de *hedge* tenha impacto sobre os lucros, com exceção do *hedge* sem efetividade; que é registrado diretamente na demonstração de resultados.

(n) Pronunciamentos contábeis recentemente emitidos

Transferências e Atendimento (ASC 860), Contabilização de Transferências de Ativos Financeiros (ASU 2009-16)

O FASB emitiu o ASU 2009-16 em dezembro de 2009. Esta norma retira o conceito de uma Empresa de Finalidade Especial Habilitada (“QSPE”) e a exceção para a consolidação da QSPE, além de esclarecer as exigências para transferências de ativo financeiro elegíveis para contabilidade de vendas. O ASU 2009-16 foi adotado em 1º de janeiro de 2010, e não teve impacto nos resultados das operações da Companhia, sua situação financeira ou liquidez.

Consolidação (ASC 810), Melhorias nos Relatórios Financeiros por Empresas Envolvidas com Entidades de Participação Acionária Variável (ASU 2009-17)

O FASB emitiu o ASU 2009-17 em dezembro de 2009. Esta norma entrou em vigor para a Companhia em 1º de janeiro de 2010. O ASU 2009-17 requer que a companhia avalie qualitativamente se a mesma é a principal beneficiária de uma companhia de participação patrimonial variável (“VIE”), e, se for, a VIE deve ser consolidada. Além disso, esta Declaração exige avaliações contínuas de se uma companhia é a principal beneficiária de uma VIE. O ASU 2009-17 foi adotado em 1º de janeiro de 2010, e não teve impacto nos resultados das operações da Companhia, em sua situação financeira ou liquidez.

Contas a receber (Tópico 310), Informações sobre a Qualidade de Crédito de Recebíveis Financeiros e Provisão para Perdas de Crédito (ASU 2010-20)

O ASU 2010-20 aumenta as exigências de informação sobre recebíveis de financiamento e provisão para perdas de crédito sob o ACS - 310 Recebíveis. As divulgações existentes, em sua maioria, foram alteradas, apresentando informações mais desagregadas. O ASU 2010-20 foi adotado em dezembro de 2010 e sua adoção não alterou as divulgações existentes da Companhia.

(Tradução livre do original em inglês)

Petrobras International Finance Company e Controladas

(Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras)

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Consolidadas (Continuação)
(Em milhares de dólares norte-americanos)

3. Caixa e Equivalentes de Caixa

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Caixa e bancos	14.712	1.445
Depósitos a termo e fundos de investimento de curto prazo	<u>1.182.718</u>	<u>951.712</u>
	<u>1.197.430</u>	<u>953.157</u>

4. Títulos e Valores Mobiliários

			<u>Total</u>		
	<u>Título (ii)</u>	<u>Vencimento</u>	<u>Taxa de juros</u>	<u>2010 (i)</u>	<u>2009 (i)</u>
Disponíveis para venda (iii)	Clep	2014	8%	878.649	817.896
Disponíveis para venda (iii)	Petrobras	2011	7,4% + IGPM(*)	448.417	366.246
Mantidos até o vencimento	Charter	2024	3,85%	849.548	908.491
Mantidos até o vencimento	NTS	2011-2014	1,26%/1,94%	608.820	601.845
Mantidos até o vencimento	NTN	2011-2014	1,26%/1,94%	639.604	631.499
Mantidos até o vencimento	Mexilhão	2011	2,12%/2,14%	472.321	471.081
Mantidos até o vencimento	Gasene	2022	2,75%	389.387	382.424
Mantidos até o vencimento	PDET	2019	2,25%	367.513	359.576
Mantidos até o vencimento	TAG	2011	1,20%	504.132	498.078
				<u>5.158.391</u>	<u>5.037.136</u>
Menos: Saldo no circulante				<u>(2.429.400)</u>	<u>(2.546.811)</u>
				<u>2.728.991</u>	<u>2.490.325</u>

(*) IGPM – Índice Geral de Preços de Mercado, calculado pelo Instituto Brasileiro de Economia (IBRE) da Fundação Getúlio Vargas (FGV).

(i) Os saldos incluem juros e principal.

(ii) Títulos mantidos pelo fundo relativo às sociedades de propósitos específicos consolidadas, criadas para suportar projetos de infra-estrutura da Petrobras, que não são negociados em bolsas nos Estados Unidos.

(iii) Alterações do valor justo relativo aos valores mobiliários classificados como disponível para venda são mínimas e foram incluídos no Resultado como receita ou despesa financeira.

Os títulos e valores mobiliários são compostos de valores que a Companhia investiu em carteiras exclusivas de um fundo de investimento, operadas exclusivamente pela PifCo, que mantém alguns títulos do grupo Petrobras entre outros investimentos.

(Tradução livre do original em inglês)

Petrobras International Finance Company e Controladas

(Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras)

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Consolidadas (Continuação)
(Em milhares de dólares norte-americanos)

5. Partes Relacionadas

	Petróleo Brasileiro S.A. -Petrobras	Petrobras International Braspetro B.V. - PIB BV e suas controladas	Downstream Participações S.A. e suas controladas	Outras	2010	2009	2008
Ativo circulante							
Títulos e valores mobiliários (i)	448.417	-	-	1.980.983	2.429.400	2.546.811	
Contas a receber, principalmente, de vendas (ii)	5.714.401	175.151	1.477	1	5.891.030	15.986.051	
Títulos a receber	1.746.007	423.112	-	467.221	2.636.340	1.213.155	
Pagamento antecipado de exportação	70.444	-	-	-	70.444	382.827	
Outros	-	987	-	2.316	3.303	3.994	
Participações em empresa não consolidada	-	-	-	7	7	13	
Outros ativos							
Títulos e valores mobiliários (i)	-	-	-	2.728.991	2.728.991	2.490.325	
Títulos a receber	-	430.992	-	-	430.992	421.962	
Pagamento antecipado de exportação	194.440	-	-	-	194.440	263.480	
Passivo circulante							
Contas a pagar a fornecedores	1.930.054	189.357	49.954	-	2.169.365	1.684.855	
Títulos a pagar	-	-	-	-	-	7.862.042	
Outros	-	792	-	-	792	2.768	
Demonstrações de resultados							
Vendas de petróleo, produtos derivados de petróleo e serviços	10.784.093	4.528.953	1.739.205	364.960	17.417.211	15.728.847	23.797.304
Compras (iii)	(11.143.889)	(2.698.364)	(327.760)	(57.452)	(14.227.465)	(11.899.415)	(14.431.172)
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(113.365)	(78.370)	2.416	157	(189.162)	(197.315)	(341.668)
Participação no resultado de empresa não consolidada	-	-	-	(6)	(6)	(10)	(2)
Receitas financeiras	482.343	84.377	-	3.383	570.103	1.469.408	1.657.531
Despesas financeiras	(107.466)	(4.438)	-	-	(111.904)	(964.665)	(1.353.061)

As operações comerciais da PifCo com suas controladas e partes relacionadas, incluindo a Petrobras, são efetuadas a preços e condições normais de mercado. Até abril de 2010, as operações de venda de petróleo e produtos derivados de petróleo para a Petrobras eram pagas em até 330 dias, com a cobrança de custos financeiros incorridos no período com prazo maior de liquidação.

Algumas partes relacionadas da PifCo e PFL, que são subsidiárias da Petrobras, funcionam como agentes em conexão com as exportações para alguns clientes do programa de pré-pagamento de exportação. Estas transações vêm sendo classificadas como transações de partes relacionadas para propósito destas demonstrações contábeis.

As transações foram efetuadas para suportar a estratégia financeira e operacional da controladora da Companhia, Petrobras.

(i) Veja Nota (4).

(ii) As contas a receber de partes relacionadas referem-se principalmente a vendas de petróleo realizadas pela Companhia para a Petrobras, incluindo algumas operações com prazo para pagamento de até 330 dias.

(iii) Compras de partes relacionadas são apresentadas em custo das vendas, na demonstração de resultado.

(Tradução livre do original em inglês)

Petrobras International Finance Company e Controladas

(Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras)

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Consolidadas (Continuação)
(Em milhares de dólares norte-americanos)

6. Estoques

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Petróleo	707.369	847.901
Derivados de petróleo e outros	263.359	345.732
Etanol	52.226	29.634
	<u>1.022.954</u>	<u>1.223.267</u>

Os estoques foram registrados a custo, ajustados, quando aplicável ao seu valor líquido de realização. Em 31 de dezembro de 2009, houve uma redução nos estoques de US\$ 318 (veja Nota 9), em virtude das quedas dos preços do petróleo no mercado internacional, que foram classificadas em outras despesas operacionais no Resultado. Em 31 de dezembro de 2010 não houve desvalorização nos estoques. A Companhia adotou o valor líquido de realização para a provisão para desvalorização dos estoques.

7. Depósitos Vinculados e Garantias

A PifCo possui depósitos vinculados e garantias com instituições financeiras referentes a obrigações de contratos de financiamento. O montante classificado no ativo não-circulante está representado por depósitos de: (i) US\$ 38.250 relacionados a emissões de *senior notes* no valor total de US\$ 600.000. As garantias relacionadas aos financiamentos serão mantidas até o vencimento dos respectivos financiamentos, conforme contrato de Depósito; e (ii) conforme contrato de Depósito, Garantia e Indenização de 29 de abril de 2005, a PifCo dá garantia à dívida da Sociedade Fluminense de Energia - SPE, uma subsidiária da Petrobras. De acordo com os termos do contrato de garantia, PifCo depositou US\$ 95.948 como depósito em garantia, tal montante poderá ser utilizado para cobrir a dívida da Sociedade Fluminense de Energia em caso de inadimplência.

(Tradução livre do original em inglês)

Petrobras International Finance Company e Controladas

(Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras)

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Consolidadas (Continuação)
(Em milhares de dólares norte-americanos)

8. Financiamento

	Circulante		Não-circulante	
	2010	2009	2010	2009
Instituições financeiras (i)	2.063.178	1.891.662	1.094.905	1.682.543
<i>Senior notes</i>	246.449	11.099	-	235.350
Venda de recebíveis futuros	71.084	70.347	344.440	413.480
Ativos relacionados ao pagamento antecipado de exportação a serem compensados com a venda de recebíveis futuros	-	-	(150.000)	(150.000)
<i>Global notes</i>	250.197	181.656	10.711.593	10.709.621
<i>Japanese yen bonds</i>	2.429	2.133	430.500	377.965
	<u>2.633.337</u>	<u>2.156.897</u>	<u>12.431.438</u>	<u>13.268.959</u>
Financiamento	1.973.287	1.482.820	12.431.438	13.268.959
Parcela corrente dos financiamentos de longo prazo	386.028	474.608	-	-
Juros provisionados	274.022	199.469	-	-
	<u>2.633.337</u>	<u>2.156.897</u>	<u>12.431.438</u>	<u>13.268.959</u>

- (i) Os financiamentos em dólares norte-americanos foram obtidos principalmente de bancos comerciais e incluem linhas comerciais de crédito, destinados principalmente para compra de petróleo e derivados no mercado internacional para venda para a Petrobras e para compras oriundas das exportações de petróleo da Petrobras, com taxas de juros que variam de 1,55% a 3,81% em 31 de dezembro de 2010. A taxa média de financiamento de curto-prazo em 31 de dezembro de 2010 e 2009 era de 2,73% e 2,33%, respectivamente.

Em 31 de dezembro de 2010 e 2009, a Companhia utilizou integralmente todas as linhas de crédito disponíveis para a aquisição de petróleo e derivados de petróleo importados.

Em 31 de dezembro de 2010 e 2009, a dívida de longo prazo da Companhia era de US\$ 12.431.438 e US\$ 13.268.959, respectivamente, e com valor justo estimado de aproximadamente US\$ 14.076.200 e US\$ 14.445.600, respectivamente.

(Tradução livre do original em inglês)

Petrobras International Finance Company e Controladas

(Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras)

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Consolidadas (Continuação)
(Em milhares de dólares norte-americanos)

8. Financiamentos (Continuação)

Financiamento de longo prazo - informações adicionais

a) Financiamento de longo prazo por taxa de juros

	Data de emissão	Vencimento	Taxa de juros	Valor	Período de pagamento	
					Juros	Principal
Venda de recebíveis futuros						
<i>Junior trust certificates</i>						
Serie 2003-B	Maio de 2003	2013	3,748%	40.000	trimestral	<i>bullet</i>
Serie 2003-A	Maio de 2003	2015	6,436%	110.000	trimestral	<i>bullet</i>
				<u>150.000</u>		
Ativos relacionados ao pagamento antecipado de exportação a serem compensados com a venda de recebíveis futuros						
Serie 2003-B	Maio de 2003	2013	3,748%	(40.000)	trimestral	<i>bullet</i>
Serie 2003-A	Maio de 2003	2015	6,436%	(110.000)	trimestral	<i>bullet</i>
				<u>(150.000)</u>		
				-		
<i>Senior trust certificates</i>						
Serie 2003-B	Maio de 2003	2013	4,848%	39.100	trimestral	trimestral
Serie 2003-A	Maio de 2003	2015	6,436%	155.340	trimestral	trimestral
				<u>194.440</u>		
<i>Japanese yen bonds</i>	Setembro de 2006	2016	2,150%	430.500	semestral	<i>bullet</i>
				<u>430.500</u>		
<i>Global notes</i>						
<i>Global notes</i>	Julho de 2003	2013	9,125%	376.847	semestral	<i>bullet</i>
<i>Global notes</i>	Dezembro de 2003	2018	8,375%	576.780	semestral	<i>bullet</i>
<i>Global notes</i>	Setembro de 2004	2014	7,750%	397.865	semestral	<i>bullet</i>
<i>Global notes</i>	Outubro de 2006	2016	6,125%	860.157	semestral	<i>bullet</i>
<i>Global notes</i>	Novembro de 2007	2018	5,875%	1.739.697	semestral	<i>bullet</i>
	Fevereiro e Julho de 2009	2019	7,875%	2.803.413	semestral	<i>bullet</i>
<i>Global notes</i>	Outubro de 2009	2020	5,750%	2.479.621	semestral	<i>bullet</i>
<i>Global notes</i>	Outubro de 2009	2040	6,875%	1.477.213	semestral	<i>bullet</i>
				<u>10.711.593</u>		
Instituições financeiras	a partir de 2005	até 2017	de 1,55% até 3,03%	1.094.905	vários	vários
				<u>1.094.905</u>		
				<u>12.431.438</u>		

(Tradução livre do original em inglês)

Petrobras International Finance Company e Controladas

(Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras)

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Consolidadas (Continuação)
(Em milhares de dólares norte-americanos)

8. Financiamento (Continuação)

Financiamento de longo prazo - informações adicionais (Continuação)

b) Financiamento de longo prazo por vencimentos:

2012	761.798
2013	536.185
2014	553.874
2015	72.200
2016	1.360.656
2017 em diante	9.146.725
	<u>12.431.438</u>

9. Outras Despesas Operacionais, Líquidas

A Companhia reconheceu uma perda de US\$ 45.668 e US\$ 29.320 devido à uma redução no valor de seus estoques, no exercício findo em 31 de dezembro de 2010 e 2009, respectivamente, em decorrência das quedas de preços do petróleo no mercado internacional.

10. Passivo a Descoberto

Capital

O capital social subscrito em 31 de dezembro de 2010 e 2009 é US\$ 300.050, divididos em 300.050.000 ações de US\$ 1,00 cada.

11. Compromissos e Contingências

(a) Contratos de compra de petróleo e derivados

Com o objetivo de garantir a compra de petróleo e derivados de petróleo para seus clientes, a Companhia possui atualmente uma série de contratos de curto e longo prazo com vencimento máximo até 2019 que, quando considerados em conjunto, a obrigam a adquirir, por dia, um mínimo de aproximadamente 453,802 barris de petróleo e produtos derivados de petróleo a preços de mercado.

(Tradução livre do original em inglês)

Petrobras International Finance Company e Controladas

(Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras)

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Consolidadas (Continuação)
(Em milhares de dólares norte-americanos)

11. Compromissos e Contingências (Continuação)

(b) Opção de compra - Plataformas

A Companhia manteve o direito de exercer sua opção de compra, concedido pela PNBV, no atual Contrato de Opção de Bens Subafretados e manteve a obrigação de compra das embarcações, caso a PNBV exerça a opção de venda, na hipótese de inadimplência, nos termos do mesmo Contrato de Opção relativo às Plataformas P-8, P-15 e P-32. A PifCo está também obrigada a comprar as plataformas de acordo com as condições do contrato de Afretamento.

Em relação a plataforma P-47, a PifCo manteve o direito de exercer a opção de compra relativa aos Contratos de Opção de Bens Subafretados firmados com a PNBV e manteve a obrigação de compra do navio, caso a PNBV exercer a opção de venda, na hipótese de inadimplência ou término do contrato.

A PifCo tem o direito de transferir suas obrigações sob os termos deste contrato a qualquer empresa controlada ou afiliada.

(c) Contratos de financiamento

Em 31 de dezembro de 2010 o saldo em aberto referente a cartas de crédito irrevogáveis era de US\$ 93.572, comparado a US\$ 556.162 em 31 de dezembro de 2009, suportando a importação de petróleo e produtos derivados de petróleo e serviços.

Adicionalmente, a Companhia possui linhas de crédito compromissadas no montante de US\$ 720.862 (US\$ 518.500 em 31 dezembro de 2009) sem destinação específica. A PifCo não efetuou saques referentes a esses contratos e não possui data definida para os mesmos.

12. Instrumentos financeiros derivativos, operações de *hedge* e atividades de gerenciamento de risco

As premissas da PifCo para o gerenciamento do risco de preço de petróleo e derivados de petróleo, em geral, se limitam a proteger o resultado de transações específicas de curto prazo. Nesses *hedges* são utilizados contratos futuros, *swaps* e opções que estão atrelados às operações realizadas no mercado físico. As variações positivas ou negativas são compensadas com o resultado oposto na posição física e são registradas no resultado como receita ou despesa financeira. Os instrumentos derivativos da Companhia são registrados no balanço patrimonial consolidado pelo valor justo.

(Tradução livre do original em inglês)

Petrobras International Finance Company e Controladas

(Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras)

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Consolidadas (Continuação)
(Em milhares de dólares norte-americanos)

12. Instrumentos financeiros derivativos, operações de *hedge* e atividades de gerenciamento de risco (Continuação)

Para contratos transacionados em bolsa, o valor justo se baseia em preços de mercado cotados. Para contratos não transacionados em bolsa, o valor justo se baseia em cotações do comerciante, modelos de preços ou preços cotados para instrumentos com características similares. O preço da transação é usado como o valor justo inicial dos contratos.

Contratos de derivativos de *commodities* são mensurados a valor justo, no ativo ou no passivo, nas demonstrações contábeis consolidadas da Companhia, reconhecendo-se ganhos ou perdas e utilizando-se a marcação a mercado, no período de mudança.

Em 31 de dezembro de 2010 e 2009, a Companhia possuía em aberto os seguintes contratos de derivativos de *commodities*:

Contratos de <i>Commodities</i> Vencimento em 2011	Valor de Referência (Nocional) em mil bbl*	
	2010	2009
<u>Contratos Futuros e a Termo</u>	(2.857)	(3.447)
<u>Contratos de Opções</u>	(130)	-

* Valor de Referência (Nocional) negativo representa posição vendida

Hedge de Fluxo de Caixa

Em setembro de 2006, a Companhia contratou uma operação de *hedge* denominada *swap* cruzado de moedas (*cross currency swap*) para cobertura dos *Bonds* emitidos em Iene de forma a fixar em dólares os custos da Companhia nesta operação. No *swap* cruzado de moedas ocorre uma troca de taxas de juros em diferentes moedas. A taxa de câmbio do Iene em relação ao dólar norte-americano é fixada no início da transação e permanece fixa durante sua existência. A Companhia não tem intenção de liquidar tais contratos antes do prazo de vencimento.

A Companhia resolveu qualificar suas operações de *swap* cruzado de moedas de *hedging* de fluxo de caixa. Na contratação do *hedging* e durante a sua vigência, espera-se que o *hedging* de fluxo de caixa seja altamente eficaz na compensação dos fluxos de caixa atribuíveis ao risco do *hedging*, durante a vigência do mesmo. Os instrumentos derivativos de *hedging* de fluxo de caixa constam nos ativos ou passivos das demonstrações contábeis consolidadas da Companhia. As alterações no valor justo, na medida da eficácia da operação de *hedging*, são lançadas em outros lucros abrangentes acumulados, até que o fluxo de caixa do item passível de *hedge* seja realizado.

(Tradução livre do original em inglês)

Petrobras International Finance Company e Controladas

(Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras)

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Consolidadas (Continuação)
(Em milhares de dólares norte-americanos)

12. Instrumentos financeiros derivativos, operações de *hedge* e atividades de gerenciamento de risco (Continuação)

Hedge de Fluxo de Caixa (Continuação)

São realizados, a cada trimestre, testes de eficácia, de modo a avaliar a absorção, pelos mecanismos do *hedging*, das alterações no valor justo ou no fluxo de caixa dos itens passíveis de *hedging*. O cálculo da eficácia indicou que o *swap* cruzado de moedas é bastante eficaz na compensação da variação dos fluxos de caixa dos títulos denominados em Iene.

Em 31 de dezembro de 2010, a Companhia possuía as seguintes operações de *swap* cruzado de moedas:

Swaps Cruzados de Moeda

Vencimento em 2016	%	Valor de Referência (Nocional) (em milhares JPY)
Fixo a fixo		35.000.000
Taxa Média de Pagamento (USD)	5,69	
Taxa Média de Recebimento (JPY)	2,15	

Em 31 de dezembro de 2010, o *cross currency swap* e a carteira de operações comerciais, bem como as operações de proteção patrimonial *hedge* associadas à sua proteção por meio de derivativos de petróleo e derivados, apresentava uma perda máxima estimada para um dia (VAR – *Value at Risk*), calculada a um nível de confiança de 95%, de aproximadamente US\$ 5,572 e US\$ 9,786, respectivamente.

O efeito dos instrumentos derivativos na demonstração da posição financeira, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010 e 2009 é apresentado abaixo:

	2010				2009			
	Derivativos Ativos		Derivativos Passivos		Derivativos Ativos		Derivativos Passivos	
	Contabilização no Balanço	Valor Justo	Contabilização no Balanço	Valor Justo	Contabilização no Balanço	Valor Justo	Contabilização no Balanço	Valor Justo
Derivativos qualificados como instrumentos de <i>hedging</i> nos termos do Tópico de Codificação 815								
Outros ativos circulantes					Outros ativos circulantes			
Contratos de câmbio		115.487				64.819		-
Derivativos não qualificados como instrumentos de <i>hedging</i> nos termos do Tópico de Codificação 815								
Outros ativos circulantes			Outros passivos circulantes		Outros ativos circulantes		Outros passivos circulantes	
Contratos de <i>commodities</i>		9.204		35.611		23.143		22.997
Total de Derivativos		<u>124.691</u>		<u>35.611</u>		<u>87.962</u>		<u>22.997</u>

(Tradução livre do original em inglês)

Petrobras International Finance Company e Controladas

(Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras)

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Consolidadas (Continuação)
(Em milhares de dólares norte-americanos)

12. Instrumentos financeiros derivativos, operações de *hedge* e atividades de gerenciamento de risco (Continuação)

Hedge de Fluxo de Caixa (Continuação)

Derivativos no Item de Codificação 815 - Relação do <i>Hedging</i> de Fluxo de Caixa	Valor da Perda Reconhecida no OCI de Derivativo (Parcela Efetiva)		Contabilização do Ganho ou (Perda) Reclassificado (a) do OCI Acumulado para Receita (Parcela Efetiva)	Valor do Ganho Reclassificado do OCI Acumulado para Receita (Parcela Efetiva)		Valor do Ganho ou (Perda) Reconhecido (a) na Receita de Derivativos (Parcela Não Efetiva e Valor Excluído do Teste de Eficácia)	
	2010	2009		2010	2009	2010	2009
Contratos de câmbio	42.243	8.286	Despesas Financeiras, líquidas	(44.225)	18.140	1.590	760
Derivativos Não Qualificados como Instrumentos de <i>Hedging</i> nos Termos do Tópico de Codificação 815			Contabilização do Ganho ou (Perda) Reconhecidos (as) na Receita dos Derivativos	Valor do Ganho ou (Perda) Reconhecido (a) na Receita dos Derivativos			
Contratos de <i>Commodities</i>			Receitas Financeiras	146.910		267.321	
			Despesas Financeiras	(168.191)		(401.736)	
Total				(21.281)		(134.415)	

A PifCo contratou opções de compra no passado, que permitiram ao proprietário dessas opções vender volumes significativos de óleo combustível a um preço mínimo de US\$ 14/barril. Essas opções funcionam como *hedge* econômico relacionado à venda de recebíveis futuros de acordo com o programa de pagamento antecipado de exportação; a intenção é assegurar que as quantidades físicas de barris entregues, relacionadas ao programa de pagamento antecipado de exportação, gerem recursos suficientes para o cumprimento de obrigações financeiras. Devido ao baixo preço de exercício da opção, o valor justo dessas opções é irrelevante em 31 de dezembro de 2010 e 2009.

Derivativos embutidos

Os procedimentos para identificação de instrumentos derivativos em contratos visam o reconhecimento tempestivo, controle e adequado tratamento contábil a ser empregado.

Os contratos com possíveis cláusulas de instrumentos derivativos ou títulos e valores mobiliários a serem realizados são comunicados, antes das assinaturas, para que haja orientação a respeito da realização eventual dos testes de efetividade, estabelecimento da política contábil a ser adotada e da metodologia para cálculo do valor justo.

(Tradução livre do original em inglês)

Petrobras International Finance Company e Controladas

(Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras)

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Consolidadas (Continuação)
(Em milhares de dólares norte-americanos)

12. Instrumentos financeiros derivativos, operações de *hedge* e atividades de gerenciamento de risco (Continuação)

Derivativos embutidos (Continuação)

Os derivativos embutidos identificados no exercício foram:

Venda de Petróleo Importado

Contratos de venda de petróleo importado celebrados entre a Petrobras Singapore Private Limited - PSPL e a Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.

A operação consiste em venda de petróleo, cujas principais características residem no fato de que os preços a serem pagos em data futura são fixados no momento das assinaturas dos contratos, em contraste com outras operações de mesma natureza em que os preços de liquidação são observados nas datas de entrega dos produtos, o que caracteriza de forma incontestável a existência de posição vendida de um contrato a termo de petróleo.

	Valor de referência (Nocional) em mil bbl*	Valor Justo	VaR*	Vencimento
<u>Contrato a termo</u>				
Posição vendida	400	2.316	1.080	2011

* VaR - *Value at Risk* – Valor em Risco

O derivativo embutido identificado foi mensurado a valor justo por meio do resultado e classificado no nível 1 na hierarquia da mensuração do valor justo.

Venda de Etanol

Contrato de venda de etanol hidratado realizado entre a PifCo e a Toyota Tsusho Corporation.

O contrato consiste em 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 referência distintas: etanol e nafta.

O contrato estabelece início de entrega de carregamentos de álcool em 2012, pelo prazo de 10 anos. Entretanto, como existe cláusula contratual que permite renegociação de preços e distrato por qualquer uma das partes depois de cinco anos, se novo acordo não for alcançado, consideramos o prazo de apenas cinco anos como compromisso contratual firme para efeito de cálculo de valor de instrumento financeiro derivativo embutido.

(Tradução livre do original em inglês)

Petrobras International Finance Company e Controladas

(Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras)

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Consolidadas (Continuação)
(Em milhares de dólares norte-americanos)

12. Instrumentos financeiros derivativos, operações de *hedge* e atividades de gerenciamento de risco (Continuação)

Derivativos embutidos (Continuação)

Venda de Etanol (Continuação)

A quantidade contratual básica definida é de 143,000 m³ por ano.

A fórmula de preço em questão utiliza como uma de suas referências a cotação de uma commodity que não mantém estrita relação de custo ou valor de mercado com o bem transacionado no contrato. Assim sendo, a parcela referente ao derivativo embutido deve ser isolada do contrato original e registrada nas demonstrações financeiras seguindo as mesmas regras aplicáveis aos demais instrumentos financeiros derivativos.

O quadro abaixo representa o valor justo e o value at risk (VAR) do derivativo embutido para 31 de dezembro de 2010:

	<u>Valor de referência (Nocional) em mil m³*</u>	<u>Valor Justo</u>	<u>VaR</u>	<u>Vencimento</u>
<u>Contrato a termo</u>				
Posição comprada	715	32.081	992	2016

O derivativo foi mensurado a valor justo por meio do resultado e classificado no nível 3 na hierarquia da mensuração do valor justo.

Os ganhos apurados estão apresentados na demonstração do resultado como receita financeira.

Valor Justo

O valor justo dos instrumentos financeiros é determinado com base em preços de mercado publicados, ou na falta desses, no valor presente de fluxos de caixa esperados. O valor justo reflete o valor em dinheiro que seria recebido ou pago se os instrumentos fossem liquidados no final do exercício. O valor justo do caixa e equivalentes de caixa, contas a receber de clientes, financiamentos de curto prazo, parcela corrente da dívida de longo prazo e contas a pagar a fornecedores é equivalente ao seu valor contábil.

Em 31 de dezembro de 2010 e 2009, o montante do ativo não circulante relacionado com o programa de pagamento antecipado de exportação da Companhia era de US\$ 194.440 e US\$ 263.480, com valores justos de US\$ 205.800 e US\$ 270.500 respectivamente.

As exigências de divulgação do Tópico de Codificação 820 foram aplicadas aos instrumentos derivativos da Companhia, bem como a determinadas aplicações financeiras reconhecidas consoantes ao Tópico de Codificação 320.

(Tradução livre do original em inglês)

Petrobras International Finance Company e Controladas

(Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras)

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Consolidadas (Continuação)
(Em milhares de dólares norte-americanos)

12. Instrumentos financeiros derivativos, operações de *hedge* e atividades de gerenciamento de risco (Continuação)

Valor Justo (Continuação)

Foram reconhecidos os valores justos dos derivativos de *commodities*, aplicações financeiras e derivativos embutidos de venda de petróleo importado da Companhia de acordo com preços praticados na data do balanço patrimonial, para ativos e passivos idênticos em mercados ativos, sendo estes então classificados no nível 1.

Foram apurados os valores justos dos *swaps* de moedas com a utilização de taxas de juros observáveis em JPY e USD durante o prazo integral dos contratos, sendo estes então classificados no nível 2.

Determinou-se o valor justo do derivativo embutido na venda de etanol com base nas práticas de mercado, pelas quais se calcula a diferença das margens do nafta e do etanol. Conseguiram-se os valores dos parâmetros empregados no cálculo através dos preços de mercado de etanol e nafta no mercado futuro da CBOT (Chicago Board of Trade), no último dia útil do exercício das demonstrações financeiras, e logo receberam a classificação de nível 3.

A hierarquia de valor justo de nossos ativos e passivos financeiros contabilizados a valor justo em bases recorrentes, em 31 de dezembro de 2010, era:

	Nível 1	Nível 2	Nível 3	31 de dezembro de 2010
Ativos				
Títulos e valores mobiliários – disponíveis para venda	1.327.066	-	-	1.327.066
Derivativos de moeda estrangeira	-	115.487	-	115.487
Derivativos de <i>commodity</i>	11.520	-	32.081	43.601
Total dos ativos	1.338.586	115.487	32.081	1.486.154
Passivos				
Derivativos de <i>commodity</i>	36.498	-	-	36.498
Total dos passivos	36.498	-	-	36.498

(Tradução livre do original em inglês)

Petrobras International Finance Company e Controladas

(Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras)

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Consolidadas (Continuação)
(Em milhares de dólares norte-americanos)

13. Eventos Subsequentes

Financiamento

Global Notes

Em 27 de janeiro de 2011, a PifCo emitiu um montante de US\$ 6.000.000 em multi-tranche *Global Notes* no mercado internacional de capitais, como segue:

- (i) US\$ 2.500.000, com vencimento em 27 de janeiro de 2016, taxa de juros de 3,875% ao ano e pagamentos semestrais a partir de 27 de julho de 2011;
- (ii) US\$ 2.500.000, com vencimento em 27 de janeiro de 2021, taxa de juros de 5,375% ao ano e pagamentos semestrais a partir de 27 de julho de 2011;
- (iii) US\$ 1.000.000, com vencimento em 27 de janeiro de 2041, taxa de juros de 6,750% ao ano e pagamentos semestrais a partir de 27 de julho de 2011.

Este financiamento teve custo de emissão estimado em US\$ 18.447, deságio de US\$ 20.520 e taxa de juros efetiva de 4,01%, 5,44% e 6,84% ao ano, respectivamente. Os *Global Notes* constituem-se em obrigações não garantidas (*unsecured*) e não subordinadas da PifCo e contam com a garantia completa e incondicional da Petrobras.

* * *