



PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS



PETROBRAS INTERNATIONAL
FINANCE COMPANY - PIFCO

Form 20-F 2007



P-51

COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS DOS ESTADOS UNIDOS
WASHINGTON, D.C. 20549
FORMULÁRIO 20-F

RELATÓRIO ANUAL
NOS TERMOS DOS ARTIGOS 13 OU 15(d)
DA LEI DE MERCADO DE CAPITAIS DE 1934
Exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2007

Número de Arquivo no SEC: 001-15106
Petróleo Brasileiro S.A.—Petrobras
(Razão social do requerente)

Número de Arquivo no SEC: 001-33121
Petrobras International Finance Company - PifCo
(Razão social do requerente)

Brazilian Petroleum Corporation—Petrobras
(Tradução da razão social em inglês)

República Federativa do Brasil
(Jurisdição de constituição)

Ilhas Cayman
(Jurisdição de constituição)

Avenida República do Chile, 65
20031-912 – Rio de Janeiro – RJ
Brasil
(Endereço da sede social)

Harbour Place
103 South Church Street, 4o andar
Caixa Postal 1034GT — BWI
George Town, Grand Cayman
Ilhas Caimão
(Endereço da sede social)

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

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

(Nome, telefone, e-mail e/ou fax e endereço para contato com a
Companhia)

(Nome, telefone, e-mail e/ou fax e endereço para contato com a
Companhia)

Títulos registrados ou a serem registrados em conformidade com o Artigo 12(b) da Lei:

Descrição de cada classe:

Nome de cada bolsa de valores onde são registrados:

Ações Ordinárias da Petrobras, sem valor nominal * <i>American Depositary Shares - ADS</i> da Petrobras (manifestado por <i>American Depositary Receipts - ADRs</i>), cada uma representando 2 Ações Ordinárias	Bolsa de Valores de Nova Iorque *
Ações Preferenciais da Petrobras, sem valor nominal * <i>American Depositary Shares</i> da Petrobras (manifestado por <i>American Depositary Receipts</i>), cada uma representando 2 Ações Preferenciais	Bolsa de Valores de Nova Iorque
Títulos Globais da PifCo, à taxa de 6,125%, com vencimento em 2016	Bolsa de Valores de Nova Iorque *
Títulos Globais da PifCo, à taxa de 5,875%, com vencimento em 2018	Bolsa de Valores de Nova Iorque
	Bolsa de Valores de Nova Iorque
	Bolsa de Valores de Nova Iorque
	Bolsa de Valores de Nova Iorque
	Bolsa de Valores de Nova Iorque

* Não destinados a negociação, mas somente ligados ao registro das *American Depositary Shares*, conforme às exigências da Bolsa de Valores de Nova Iorque.

Títulos registrados ou a serem registrados em conformidade com o Artigo 12(g) da Lei: Nenhum

Títulos para os quais existe obrigação de relação, conforme o Artigo 15(d) da Lei:

Descrição de cada classe:

Títulos Privilegiados (*Senior Notes*) da PifCo, à taxa de 9,875%, com vencimento em 2008
Títulos Globais (*Global Step-Up Notes*) da PifCo, à taxa de 12,375%, com vencimento em 2008
Títulos Privilegiados (*Senior Notes*) da PifCo, à taxa de 9,750%, com vencimento em 2011
Títulos Globais da PifCo, à taxa de 9,125%, com vencimento em 2013
Títulos Globais da PifCo, à taxa de 8,375%, com vencimento em 2018
Títulos Globais da PifCo, à taxa de 7,75%, com vencimento em 2014

Quantidade de ações de cada classe em mãos das acionistas, emitidas pela Petrobras e PifCo, em 31 de dezembro de 2007:

2.536.673.672 Ações Ordinárias da Petrobras, sem valor nominal
1.850.364.698 Ações Preferenciais da Petrobras, sem valor nominal
300.050.000 Ações Ordinárias da PifCo, com valor nominal de U.S.\$1 por ação.

Assinale se a requerente é uma experiente e renomada emissora, conforme definida pela Norma 405 da emenda à Lei de Mercado de Capitais de 1933.

Sim Não

Se este relatório é relatório anual ou transicional, assinale se a requerente não for obrigada a apresentar relatórios de acordo com Artigo 13 ou 15(d) da Lei de Mercado de Capitais de 1934.

Sim Não

Assinale se a requerente: (1) apresentou todos os relatórios exigidos pelo Artigo 13 ou 15(d) da Lei de Mercado de Capitais de 1934, durante os 12 meses anteriores (ou período menor possivelmente exigido da requerente); e (2) esteve sujeita a essas exigências durante os últimos 90 dias.

Sim Não

Assinale se a requerente é uma 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*). Para uma definição de "accelerated filer", ver Norma 12b-2 da emenda à Lei de Mercado de Capitais de 1934. (Assinale uma das opções):

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

Assinale as normas contábeis utilizadas pela requerente na preparação das demonstrações financeiras incluídas nesta apresentação:

U.S. GAAP Normas Internacionais de Apresentação de Relatórios Financeiros, emitidas pelo Conselho de Normas Contábeis Internacionais Outro

Caso "Outro" for assinalado, assinale qual item das demonstrações financeiras a requerente escolheu adotar.

Item 17 Item 18

Se este é um relatório anual, assinale se a requerente é uma empresa sem ativos ou operações relevantes (*shell company*), conforme definida em Norma 12b-2 da emenda à Lei de Mercado de Capitais de 1934.

Sim Não

ÍNDICE

Página

Declarações de Expectativas Futuras	1
Glossário de Termos da Indústria de Petróleo	3
Tabela de Conversão.....	5
Abreviações	6
Apresentação de Informações Financeiras	7
Petrobras	7
PifCo.....	8
Acontecimentos Recentes.....	9
Aquisição e Consolidação de Ativos Petroquímicos.....	9
Apresentação de Informações a Respeito das Reservas	9

PARTE I

Item 1.	Descrição dos Conselheiros, Executivos de alto nível e Assessores.....	10
Item 2.	Detalhes e Cronograma Previsto de Oferta Pública	10
Item 3.	Principais Informações	10
	Principais Dados Financeiros.....	10
	Taxas de Câmbio	13
	Fatores de Risco.....	14
	Riscos Relacionados a Nossas Operações	14
	Riscos Relacionados à PifCo.....	19
	Riscos Relacionados ao Relacionamento com o Governo	
	Brasileiro.....	20
	Riscos Relacionados ao Fator Brasil.....	21
	Riscos Relacionadas às Ações do Capital e Títulos da Dívida	22
Item 4.	Informações sobre a Companhia	27
	Histórico e Desenvolvimento.....	27
	Visão Geral do Sistema Petrobras.....	27
	Exploração e Produção.....	31
	Abastecimento	40
	Distribuição	46
	Gás e Energia.....	50
	Internacional	60
	PifCo.....	67
	Estrutura Organizacional.....	70
	Ativo Imobilizado	72
	Regulamentação do Setor de Petróleo e Gás no Brasil	73
	Iniciativas em Segurança, Meio Ambiente e Saúde	75
	Seguro.....	77
Item 4A.	Observações Não Resolvidas dos Funcionários	77
Item 5.	Análise Operacional e Financeira e Perspectivas	77
	Análise e Discussão da Administração sobre a Condição	
	Financeira e Resultados Operacionais da Petrobras	77
	Visão Geral	77
	Volumes de Vendas e Preços.....	78
	Efeito de Impostos em nosso Lucro	80
	Variação das Taxas de Inflação e Cambial	80
	Resultados das Operações	82
	Resultados das Operações — 2007 comparados com 2006.....	82

	Resultados das Operações — 2006 comparados com 2005.....	89
	Informações Adicionais sobre os Segmentos de Negócios	96
	Análise e Discussão da Administração sobre a Condição Financeira e os resultados das Operações da PifCo	97
	Visão Geral	97
	Compras e Vendas de Petróleo e Derivados	97
	Resultados das Operações — 2007 comparados com 2006.....	98
	Resultados das Operações — 2006 comparados com 2005.....	98
	Liquidez e Recursos de Capital	99
	Petrobras	99
	PifCo.....	102
	Obrigações contratuais.....	107
	Petrobras	107
	PifCo.....	108
	Políticas e Estimativas Contábeis Essenciais	108
	Impacto das Novas Normas de Contabilidade	113
	Pesquisa e Desenvolvimento	115
	Tendências	115
Item 6.	Conselheiros, Diretoria Executiva e Funcionários	117
	Conselheiros e Diretoria Executiva	117
	Remuneração.....	123
	Titularidade das Ações.....	124
	Conselho Fiscal.....	124
	Comitê de Auditoria Petrobras	126
	Outros Comitês Consultivos.....	126
	Ombudsman da Petrobras	126
	Comitês Consultivos da PifCo.....	126
	Funcionários e Relações Trabalhistas.....	127
Item 7.	Principais Acionistas e Operações com Partes Relacionadas	131
	Principais Acionistas.....	131
	Operações da Petrobras com Partes Relacionadas.....	132
	Operações da PifCo com Partes Relacionadas	133
Item 8.	Informações Financeiras.....	135
	Demonstrações Consolidadas e Outras Informações Financeiras da Petrobras	135
	Demonstrações Consolidadas e Outras Informações Financeiras da PifCo.....	135
	Processos Judiciais	135
	Distribuição de Dividendos	141
Item 9.	A Oferta e Listagem.....	141
	Petrobras	141
	PifCo.....	143
Item 10.	Informações adicionais.....	144
	Estatuto Social da Petrobras	144
	Restrições a Detentores Não Brasileiros	152
	Transferência de Controle.....	153
	Divulgação de Participações Acionárias	153
	Contrato Social e Estatuto Social da PifCo	153
	Contratos Relevantes	156
	Controles Cambiais Petrobras	157
	Tributação Relativa às Nossas ADSs e Ações Ordinárias e Preferenciais.....	158

	Tributação relativa aos títulos da PifCo	166
	Exibição de Documentos	171
Item 11.	Divulgação Qualitativa e Quantitativa sobre Riscos de Mercado	172
	Petrobras	172
	PifCo.....	176
Item 12.	Descrição de Títulos que não são Títulos Patrimoniais	179

PARTE II

Item 13.	Inadimplência, Dividendos em Atrasos e Mora	179
Item 14.	Modificações Relevantes nos Direitos dos Acionistas e no uso dos Recursos	179
Item 15.	Controles e Procedimentos.....	180
	Avaliação de Controles e Procedimentos de Divulgação	180
	Relatório da Administração sobre Controle Interno de Relatórios Financeiros	180
	Alterações em Controles Internos.....	181
Item 16A.	Perito Financeiro do Comitê de Auditoria.....	181
Item 16B.	Código de Ética	181
Item 16C.	Principais Taxas e Serviços Contábeis	181
	Políticas e Procedimentos de Aprovação do Comitê de Auditoria.....	182
Item 16D.	Isenções dos Padrões de Listagem em Bolsa para os Comitês de Auditoria	183
Item 16E.	Compras de Títulos Patrimoniais pelo Emissor e por Compradores Afiliados	183

PARTE III

Item 17.	Demonstrações Financeiras.....	184
Item 18.	Demonstrações Financeiras.....	184
Item 19.	Anexos	185
	Assinaturas	193
	Assinaturas	194

DECLARAÇÕES DE EXPECTATIVAS FUTURAS

Muitas declarações feitas neste relatório anual são declarações de expectativas futuras, no sentido do Artigo 27A da Lei de Mercado de Capitais de 1933, e emenda (*Securities Act*), e do Artigo 21E da Lei de Mercado de Capitais de 1934, e emenda (*Exchange Act*), que não são baseadas em fatos históricos nem são garantias de resultados futuros. Muitas das declarações de expectativas futuras contidas neste relatório anual podem ser identificadas pelo uso de palavras com sentido futuro, tais como "acreditar", "esperar", "prever", "deveria", "planejado", "estimativa" e "potencial", entre outros. Fizemos declarações de expectativas futuras que abordam, entre outras coisas, nossa(s):

- estratégia de comercialização e expansão regional;
- sondagens e outras atividades de exploração;
- atividades de importação e exportação;
- projeções e metas de investimentos em ativos e outras despesas, receitas e compromissos;
- liquidez; e
- desenvolvimento de novas fontes de receitas.

Em virtude dessas declarações de expectativas futuras envolverem riscos e incertezas, existem fatores importantes que podem fazer com que os resultados reais diferem de forma relevante daqueles contidos, de forma explícita ou implícita, nas declarações de expectativas futuras. Esses fatores incluem:

- as condições econômicas e comerciais em geral, incluindo os preços de petróleo e outras *commodities*, as margens financeiras no refino e as variações nas taxas de câmbio;

- acontecimentos políticos, econômicos e sociais no cenário brasileiro ou internacional;
- nossa capacidade de encontrar, adquirir ou conseguir acesso a reservas adicionais e de desenvolver com êxito as nossas reservas atuais;
- as incertezas inerentes às estimativas de nossas reservas;
- nossa capacidade de obter financiamento;
- concorrência;
- dificuldades técnicas na operação de nossos equipamentos e no fornecimento de nossos serviços;
- alterações nos regulamentos governamentais ou o descumprimento dos mesmos;
- a concessão de aprovações e licenciamentos governamentais;
- operações militares, atos de sabotagem, guerras ou bloqueios comerciais;
- o custo e disponibilidade de cobertura de seguro adequada; e
- outros fatores mencionados abaixo, em "Fatores de Risco".

Tais declarações não são garantias de desempenho futuro e estão sujeitas a riscos, incertezas e suposições que são difíceis de prever. Portanto, nossos resultados reais podem divergir de forma relevante daqueles previstos em declarações de expectativas futuras, por várias razões, inclusive aquelas mencionadas entre os "Fatores de Risco".

Todas as declarações de expectativas futuras estão expressamente compreendidas, na sua totalidade, por esta advertência, e os leitores não deveriam basear suas decisões em qualquer

declaração de expectativa futura encontrada neste relatório anual.

Os dados sobre as reservas de petróleo e gás natural, apresentados ou descritos neste relatório anual, são apenas estimativas e nossa produção, receitas e despesas realizadas a respeito de nossas reservas podem divergir de forma relevante dessas estimativas.

Este documento é o relatório anual tanto da Petróleo Brasileiro S.A.—Petrobras (Petrobras) quanto da sua subsidiária direta, a Petrobras International Finance Company (PifCo), de controle acionário integral, localizada nas Ilhas Cayman.

As operações da PifCo, que representam principalmente a compra de petróleo e derivados de terceiros para revenda à Petrobras ou para terceiros, estão descritas abaixo de forma mais detalhada.

Salvo se o contexto exigir de outra forma, os termos “Petrobras”, “nós”, e “nosso” se referem a Petróleo Brasileiro S.A.—Petrobras e suas subsidiárias consolidadas e sociedades de propósito específico, incluindo a Petrobras International Finance Company. O term “PifCo” se refere a Petrobras International Finance Company e suas subsidiárias.

GLOSSÁRIO DE TERMOS DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO

Salvo se o contexto indicar de outra forma, os seguintes termos terão os significados apresentados abaixo:

Barris	Barris de petróleo bruto.
Craqueamento catalítico	Processo em que as moléculas de hidrocarboneto são fracionadas, utilizando um catalisador, para obter frações mais leves.
Coqueador.....	Recipiente no qual o betume é transformado, por craqueamento, nas suas frações.
Condensado	Leves substâncias de hidrocarboneto produzidas junto com o gás natural, que condensam para o estado líquido na temperatura e pressão normal da superfície.
Água profunda.....	Entre 300 e 1.500 metros (984 e 4.921 pés) de profundidade.
Destilação.....	Processo em que os líquidos são separados ou refinados por vaporização seguida de condensação.
FPSO	Sigla para " <i>Floating Production, Storage and Offloading</i> ", uma unidade flutuante para a produção, estocagem e transferência de petróleo, que usa o navio como plataforma.
FPU.....	Sigla para " <i>Floating Production Unit</i> ", uma unidade de produção flutuante.
FSO	Sigla para " <i>Floating Storage and Offloading</i> ", uma unidade flutuante para a estocagem e transferência de petróleo, que usa o navio como plataforma.
FSRU.....	Sigla para " <i>Floating Storage and Regasification Unit</i> ", um navio que recebe gás natural liquefeito e o transforma em gás adequado para uso ou para transporte em gasoduto.
Petróleo pesado.....	Petróleo bruto com densidade de até 22° API.
Petróleo intermediário.....	Petróleo bruto com densidade entre 22° e 31°API.
Petróleo leve	Petróleo bruto com densidade acima de 31° API.
GNL	Gás natural liquefeito.
GLP	Gás liquefeito de petróleo, uma mistura de hidrocarbonetos saturados e insaturados, com até cinco átomos de carbono, utilizado como combustível doméstico.
ANP	A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis é a agência federal reguladora do setor de petróleo, gás natural e energia renovável no Brasil.

- LGN Líquidos de gás natural, eles são leves substâncias de hidrocarboneto produzidas junto com o gás natural, que condensam para o estado líquido nas temperaturas e pressões normais da superfície.
- Petróleo Petróleo bruto, incluindo LGN e condensado.
- Camada do pré-sal..... Uma seqüência de rochas numa bacia sedimentária situada embaixo de uma camada de evaporita.
- Reservas provadas..... As reservas provadas de petróleo e gás são os volumes estimados de petróleo bruto, gás natural e líquidos de gás natural que os dados geológicos e técnicos demonstrem, com razoável grau de certeza, se poderão ser extraídas no futuro dos reservatórios conhecidos, sob os atuais condições econômicos e operacionais, ou seja, aos preços e custos na data da estimativa. Os preços consideram apenas as alterações nos preços atuais previstos nos contratos, e não os reajustes baseados em condições futuras.
- Reservas provadas desenvolvidas As reservas provadas desenvolvidas são reservas que poderão ser extraídas por meio dos poços existentes, utilizando os atuais equipamentos e métodos operacionais. Volumes adicionais de petróleo e gás que podem ser extraídos utilizando injeção de fluido, ou outra técnica de extração, para suplementar as forças naturais e mecanismos de extração primárias, são incluídas nas "reservas provadas desenvolvidas" somente depois de testados por um projeto piloto ou depois que a operação de um programa instalado se confirmou, através da resposta de produção, que o aumento de recuperação será alcançado.
- Reservas provadas não desenvolvidas As reservas provadas não desenvolvidas são reservas que poderão ser extraídas a partir de novos poços localizados em áreas não perfuradas, ou de poços existentes que exigem uma despesa relativamente grande para sua recompletação, mas não incluem reservas em áreas onde o uso de injeção de fluido ou outra técnica suplementar de extração está sendo contemplado, a menos que tal técnica já se mostrou eficaz em testes realizados na mesma área e reservatório. Reservas em áreas não perfuradas estão limitadas às unidades compensadas por unidades produtivas e onde exista razoável certeza de produção na hora da perfuração. As reservas provadas de outras unidades em áreas não perfuradas estão incluídas somente quando for demonstrado que há certeza de continuidade de produção da formação produtiva existente.
- SS Unidade semi-submersível.
- Águas ultra profundas..... Com mais de 1.500 metros (4.921 pés) de profundidade.

TABELA DE CONVERSÃO

1 acre	=	0,004047 km ²	
1 barril	=	42 galões americanos	= cerca de 0,13 t de petróleo
1 boe	=	1 barril de óleo equivalente	= 6 mil pés cúbicos de gás natural
1 m ³ de gás natural	=	35,315 pés cúbicos	= 0,0059 boe
1 km	=	0,6214 milhas	
1 km ²	=	247 acres	
1 metro	=	3,2808 pés	
1 tonelada de petróleo bruto	=	mil quilogramas de petróleo bruto	= cerca de 7.5 barris de petróleo bruto (num API de 37°)

ABREVIACÕES

bbbl	Barris
bn	Bilhões (mil milhões)
bnbbbl	Bilhões de barris
bncf	Bilhões de pés cúbicos
bnm ³	Bilhões de metros cúbicos
boe	Barris de óleo equivalente
bbbl/d	Barris por dia
pc	Pés cúbicos
m ³	Metros cúbicos
GDM	Golfo do México
GW	Gigawatts (um bilhão de watts)
km	Quilometros
km ²	Quilometros quadrados
mbbl	Milhares de barris
mboe	Milhares de barris de óleo equivalente
mboe/d	Milhares de barris de óleo equivalente por dia
mbbl/d	Milhares de barris por dia
mcf	Milhares de pés cúbicos
mm ³	Milhares de metros cúbicos
mm ³ /d	Milhares de metros cúbicos por dia
mmbbl	Milhões de barris
mmboe	Milhões de barris de óleo equivalente
mmboe/d	Milhões de barris de óleo equivalente por dia
mmbbl/d	Milhões de barris por dia
mmutb	Milhões de unidades térmicas britânicas
mmcf	Milhões de pés cúbicos
mmcf/d	Milhões de pés cúbicos por dia
mmm ³	Milhões de metros cúbicos
mmm ³ /d	Milhões de metros cúbicos por dia
mmt/a	Milhões de toneladas métricas por ano
MW	Megawatts (um milhão de watts)
P\$	Pesos argentinos
R\$	Reais brasileiros
t	Toneladas métricas
tcf	Trilhões de pés cúbicos
U.S.\$	Dólares americanos
/d	Por dia
/a	Por ano

APRESENTAÇÃO DE INFORMAÇÕES FINANCEIRAS

Neste relatório anual, menção de "real", "reais" ou "R\$" tratam-se a reais brasileiros e de "dólares" ou "U.S.\$" se referem a dólares dos Estados Unidos da América. Certos valores incluídos neste relatório anual foram arredondados; conseqüentemente, os valores apresentados como totais em determinadas tabelas podem não ser o agregado aritmético exato dos valores que os precedem.

Petrobras

As auditadas demonstrações financeiras consolidadas da Petrobras e de nossas subsidiárias consolidadas em 31 de dezembro de 2007 e 2006, e para cada um dos três exercícios no período findo em 31 de dezembro de 2007, e suas notas explicativas, contidas neste relatório anual foram apresentadas em dólares e elaboradas de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos nos E.U.A. (U.S. GAAP). Veja Item 5 - "Análise Operacional e Financeira e Perspectivas" e Nota Explicativa 2(a) às auditadas demonstrações financeiras consolidadas. Também publicamos demonstrações financeiras no Brasil, em reais, de acordo com os princípios contábeis (Brazil GAAP) exigidos pela Lei das Sociedades Anônimas (Lei nº 6404/76), e suas emendas, e os regulamentos da Comissão de Valores Mobiliários (CVM), o que difere em aspectos significativos do U.S. GAAP.

Certos valores de exercícios anteriores, referentes aos anos 2006 e 2005, foram reclassificados para se conformarem aos padrões de apresentação do exercício atual. Essas reclassificações não tiveram impacto no resultado.

Nossa moeda funcional é o real brasileiro. Conforme descrito mais detalhadamente na Nota Explicativa 2(a) às auditadas demonstrações financeiras consolidadas, os valores em dólares das datas e dos períodos apresentados em nossas auditadas demonstrações

financeiras consolidadas foram recalculadas ou convertidas a partir dos valores em reais de acordo com os critérios estabelecidos nas Exposições de Normas de Contabilidade Financeira nº 52 (SFAS 52), da Junta de Normas de Contabilidade Financeira dos Estados Unidos (FASB - U.S.A.). Os valores em dólares apresentados neste relatório anual foram convertidos de reais à taxa de câmbio do final do período, para os itens do balanço, e à taxa de câmbio médio do período para os itens da demonstração do resultado e do fluxo de caixa.

A menos que o contexto indique ao contrário:

- os dados históricos contidos neste relatório anual que não foram derivados das auditadas demonstrações financeiras consolidadas foram convertidos de reais de maneira semelhante;
- os valores referentes a transações futuras, incluindo estimativas de investimentos futuros, foram baseados em nosso Plano Estratégico 2020, que abrange o período de 2008 a 2020, e no Plano de Negócios 2008-2012, e foram projetados numa base constante e convertidos de reais em 2008 à taxa de câmbio média estimada de R\$2,11 para cada U.S.\$1,00, e os cálculos futuros que envolvem um preço presumido para o petróleo bruto utilizaram um preço de petróleo Brent de U.S.\$55 por barril para o ano 2008, U.S.\$50 por barril para 2009, U.S.\$45 por barril para 2010 e U.S.\$35 por barril por conseguinte, ajustado de acordo com nossas diferenças de qualidade e local, exceto quando indicado ao contrário; e
- as estimativas de futuros investimentos têm como base os valores orçados mais recentes, que

podem não ter sido ajustados para refletir todos os fatores que poderiam impactar em tais quantias.

PifCo

A moeda funcional da PifCo é o dólar americano. A grande parte das vendas e todo o endividamento da PifCo é denominada em dólares. Conseqüentemente, as auditadas demonstrações financeiras consolidadas da PifCo em 31 de dezembro de 2007 e 2006, e

para cada um dos três exercícios no período findo em 31 de dezembro de 2007, e suas notas explicativas, contidas neste relatório anual foram apresentadas em dólares e elaboradas de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos nos E.U.A. (U.S. GAAP), e incluem as subsidiárias integrais da PifCo: Petrobras Europe Limited, Petrobras Finance Limited, Bear Insurance Company Limited (BEAR) e Petrobras Singapore Pte Ltd.

ACONTECIMENTOS RECENTES

Aquisição e Consolidação de Ativos Petroquímicos

Durante 2007, a Petrobras participou na consolidação e reestruturação da indústria petroquímica brasileira. Em abril de 2007, adquirimos os ativos petroquímicos do Grupo Ipiranga, em parceria com a Braskem S.A. (Braskem). Em novembro de 2007, unimos nossas operações petroquímicas com aquelas de várias outras empresas para fortalecer nossa posição no setor petroquímico.

Primeiro, adquirimos o controle da Suzano Petroquímica S.A. (Suzano), um dos principais produtores latino-americanos de resina de polipropileno, com participação na Rio Polímeros S.A. e Petroquímica União. Sendo que a Suzano é companhia aberta no Brasil, e a lei brasileira exige que realizemos uma oferta pública para a aquisição das ações nas mãos dos acionistas minoritários da companhia. Esperamos concluir esta oferta em junho de 2008.

Em seguida, concordamos em unir nossa participação na Suzano, incluindo a participação na Rio Polímeros S.A. e Petroquímica União, com determinados

ativos petroquímicos da União de Indústrias Petroquímicas S.A. (Unipar) numa nova companhia, Companhia Petroquímica do Sudeste (CPS). A Petrobras terá 40% do capital votante da CPS, enquanto a Unipar detendrá os outros 60%. Como resultado deste *joint venture*, Petrobras e Unipar aumentarão sua produção de poliolefinas e petroquímicos básicos.

Fechamos um acordo semelhante com a Odebrecht S.A. (Odebrecht), Nordeste Química S.A. (Norquisa) e Braskem em novembro de 2007. A Petrobras e seus parceiros concordaram em unir nossas participações em determinadas companhias petroquímicas na Braskem. Assim, elevaremos nossa participação na Braskem para 30% do capital votante (25% do capital total), enquanto a Odebrecht e Norquisa, juntos, controlarão 60% do capital votante (37% do capital total).

Esta consolidação unirá a cadeia produtiva brasileira de petroquímicos e plásticos e permitirá mais investimento na capacidade de pesquisa e desenvolvimento, fortalecendo a indústria de plásticos, como um todo.

APRESENTAÇÃO DE INFORMAÇÕES A RESPEITO DAS RESERVAS

As estimativas de nossas reservas provadas de petróleo e gás natural, em 31 de dezembro de 2007, incluídas neste relatório anual, foram calculadas conforme as definições técnicas exigidas pela Comissão de Valores Mobiliários dos E.U.A. (SEC). A DeGolyer e MacNaughton forneceram estimativas da maior parte de nossas reservas nacionais líquidas em 31 de dezembro de 2007. Todas as estimativas de reservas envolvem algum grau de incerteza. Veja Item 3 - "Informações Fundamentais — Fatores de Risco — Riscos Relacionados a Nossas Operações" para uma descrição dos riscos relacionados a nossas reservas e estimativas de reservas.

Também registramos estimativas de nossas reservas de petróleo e gás nas

autoridades governamentais na maioria dos países em que operamos. Em 15 de janeiro de 2008, registramos na ANP as estimativas de reservas do Brasil, de acordo com as normas e regulamentos brasileiros, sendo um total de 11,8 bilhões de barris de petróleo bruto e condensado e 12,7 trilhões de pés cúbicos de gás natural. As estimativas de reservas que registramos na ANP e aquelas fornecidas neste documento diferem em aproximadamente 29%. Essa diferença é decorrente de: (1) a exigência da ANP de que avaliamos as reservas provadas pelo abandono técnico de poços de produção, ao invés de limitar as estimativas de reservas à vigência de nossos contratos de concessão, conforme a exigência da Norma 4-10 do Regulamento

S-X; e (2) diferentes critérios técnicos para a contabilização de reservas provadas, incluindo o uso de dados sísmicos em 3-D para determinar as reservas provadas no Brasil.

Também registramos com várias agências governamentais as estimativas de reservas de nossas operações internacionais, seguindo as diretrizes da Sociedade de Engenheiros de Petróleo (SPE). A soma das estimativas de reservas de nossas operações internacionais, conforme as diretrizes da SPE, corresponde a 0,57 bilhões de barris de petróleo bruto e LGN e 3.087 bilhões de pés cúbicos de gás

natural, ou seja, aproximadamente 23% superior às estimativas de reservas calculadas de acordo com o Regulamento S-X, também fornecidas neste documento. Essa diferença se deve ao fato que as diretrizes técnicas da SPE, diferentes daquelas do Regulamento S-X, permitem: (1) a contabilização de nossas reservas na Bolívia além da vigência de determinados contratos de venda de gás; e (2) a contabilização de nossas reservas na Nigéria a serem extraídas utilizando determinadas técnicas de recuperação de petróleo, tais como a injeção de fluido, baseada em outros campos semelhantes.

PARTE I

Item 1. Descrição dos Conselheiros, Executivos de alto nível e Assessores

Não aplicável.

Item 2. Detalhes e Cronograma Previsto de Oferta Pública

Não aplicável.

Item 3. Principais Informações

Principais Dados Financeiros

Petrobras

As seguintes tabelas apresentam nossos principais dados financeiros consolidados, em dólares e elaborados de acordo com os princípios do U.S. GAAP. Os dados para cada um dos cinco exercícios do período findo em 31 de dezembro de 2007 foram derivados de nossas auditadas demonstrações financeiras consolidadas, cuja auditoria foi conduzida pela KPMG Auditores Independentes para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2007 e 2006, e pela Ernst & Young Auditores Independentes S/S para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2005, 2004 e 2003. As informações abaixo são totalmente

condicionadas, e devem ser lidas em conjunto com, as referências em nossas auditadas demonstrações financeiras consolidadas e suas notas explicativas, e ao Item 5 - "Análise Operacional e Financeira e Perspectivas".

Determinados valores dos exercícios anteriores de 2006, 2005 e 2004 foram reclassificados para se conformarem aos padrões de apresentação do exercício atual. Essas reclassificações não tiveram impacto no resultado.

DADOS DO BALANÇO PATRIMONIAL — PETROBRAS

	Em 31 de dezembro de				
	2007	2006	2005	2004	2003
	(U.S.\$ milhões)				
Ativo:					
Total do ativo circulante.....	29.140	30.955	25.784	19.426	17.434
Imobilizado, líquido.....	84.523	58.897	45.920	37.020	30.805
Investimentos em empresas não consolidadas e outros investimentos.....	5.112	3.262	1.810	1.862	1.173
Outros ativos.....	10.940	5.566	5.124	4.774	4.200
Total do ativo.....	129.715	98.680	78.638	63.082	53.612
Passivo e Patrimônio Líquido:					
Total do passivo circulante.....	24.468	21.976	18.161	13.328	12.037
Passivo exigível a longo-prazo(1).....	25.588	19.929	14.983	14.226	12.984
Endividamento de longo-prazo(2).....	12.148	10.510	11.503	12.145	11.888
Total do passivo.....	62.204	52.415	44.647	39.699	36.909
Participação minoritária.....	2.332	1.966	1.074	877	367
Patrimônio líquido					
Ações autorizadas e emitidas:					
Ações preferenciais.....	8.620	7.718	4.772	4.772	2.973
Ações ordinárias.....	12.196	10.959	6.929	6.929	4.289
Reserva de capital e outros ajustes.....	44.363	25.622	21.216	10.805	9.074
Total do patrimônio líquido.....	65.179	44.299	32.917	22.506	16.336
Total do passivo e patrimônio líquido.....	129.715	98.680	78.638	63.082	53.612

(1) Excluindo o endividamento de longo-prazo.

(2) Excluindo a parte corrente do endividamento de longo-prazo.

DADOS DA DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO — PETROBRAS

	Para o ano findo em dezembro de				
	2007	2006	2005	2004	2003
	(U.S.\$ milhões, exceto os dados referentes às ações)				
Receitas operacionais líquidas.....	87.735	72.347	56.324	38.428	30.914
Resultado operacional.....	21.441	20.861	16.079	10.361	10.396
Lucro líquido do exercício(1).....	13.138	12.826	10.344	6.190	6.559
Média ponderada de ações em circulação: (2)					
Ordinárias.....	5.073.347.344	5.073.347.344	5.073.347.344	5.073.347.344	5.073.347.344
Preferenciais.....	3.700.729.396	3.699.806.288	3.698.956.056	3.698.956.056	3.698.956.056
Resultado operacional por: (2)					
Ação ordinária e preferencial.....	2,44	2,38	1,83	1,18	1,19
ADS ordinária e preferencial (3).....	4,88	4,76	3,66	2,36	2,38
Lucro básico e diluído por: (1)(2)(4)					
Ação ordinária e preferencial.....	1,50	1,46	1,18	0,71	0,75
ADS ordinária e preferencial (3).....	3,00	2,92	2,36	1,42	1,50
Dividendos em dinheiro por: (2)(5)					
Ação ordinária e preferencial.....	0,35	0,42	0,34	0,21	0,19
ADS ordinária e preferencial (3).....	0,70	0,84	0,68	0,42	0,38

(1) Nosso lucro líquido é equivalente ao ganho das operações em andamento.

(2) Em 25 de abril de 2008, efetuamos um desdobramento de dois por um das ações da Companhia. Os dados referentes às ações, para todos os períodos, levam em consideração este desdobramento.

(3) Em julho de 2007, efetuamos um desdobramento reverso que alterou a proporção das ações subjacentes às *American Depositary Shares (ADS)*, de quatro ações por cada ADS para duas ações por cada ADS. Os dados por ação, para todos os períodos, levam em consideração este desdobramento reverso.

(4) O lucro básico e diluído por ação no exercício de 2003 reflete a nossa adoção do SFAS 143.

(5) Representa dividendos pagos ao longo do ano.

Para mais informações sobre o desdobramento das ações em abril de 2008, ver Nota 26(b) das auditadas demonstrações financeiras consolidadas levantadas em 31 de dezembro de 2007.

PifCo

As seguintes tabelas apresentam os principais dados financeiros consolidados da PifCo, em dólares e elaborados de acordo com os princípios do U.S. GAAP. Os dados para cada um dos cinco exercícios do período findo em 31 de dezembro de 2007 foram derivados das auditadas demonstrações financeiras consolidadas da PifCo, cuja auditoria foi conduzida pela KPMG Auditores Independentes para os

exercícios findos em 31 de dezembro de 2007 e 2006, e pela Ernst & Young Auditores Independentes S/S para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2005, 2004 e 2003. As informações abaixo devem ser lidas em conjunto com, e totalmente condicionados às referências às auditadas demonstrações financeiras consolidadas da PifCo e suas notas explicativas, e ao Item 5 - "Análise Operacional e Financeira e Perspectivas".

DADOS DO BALANÇO PATRIMONIAL — PifCo

	Em 31 de dezembro de				
	2007	2006	2005	2004	2003
	(U.S.\$ milhões)				
Ativo:					
Total do ativo circulante.....	28.327,7	19.241,3	13.241,9	11.056,7	7.654,0
Outros ativos	4.867,1	2.079,3	3.506,6	3.613,0	2.542,5
Total do ativo	33.196,1	21.321,3	16.748,9	14.670,2	10.196,6
Passivo e Patrimônio Líquido:					
Total do passivo circulante	28.012,3	9.264,3	7.098,4	4.929,2	4.276,5
Total do passivo de longo-prazo (1)	—	7.441,7	3.734,1	3.553,5	—
Endividamento de longo-prazo (2)	5.186,8	4.640,1	5.908,4	6.151,8	5.825,3
Total do passivo	33.199,1	21.346,1	16.740,9	14.634,5	10.101,8
Total do patrimônio dos acionistas.....	(3,0)	(24,8)	8,0	35,7	94,8
Total do passivo e patrimônio líquido	33.196,1	21.321,3	16.748,9	14.670,2	10.196,6

(1) Excluindo o endividamento de longo-prazo.

(2) Excluindo a parte corrente do endividamento de longo-prazo.

DADOS DA DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO — PifCo

	Para o ano findo em 31 de dezembro de				
	2007	2006	2005	2004	2003
	(U.S.\$ milhões)				
Receitas operacionais líquidas.....	26.732,0	22.069,8	17.136,1	12.355,6	6.975,5
Resultado operacional	126,5	(38,1)	(12,9)	19,8	36,8
Lucro (Prejuízo) líquido do exercício	29,0	(210,5)	(27,8)	(59,1)	(3,0)

Taxas de Câmbio

No Brasil, os mercados de taxas comerciais e de taxas flutuantes foram unificados num único mercado de câmbio, a partir de março de 2005. O Conselho Monetário Nacional (CMN) permite, sujeito a determinados procedimentos e disposições regulamentares específicas, a compra e venda de moedas estrangeiras e a transferência internacional de reais por indivíduos ou entidades estrangeiras, sem limite. Porém, a transação subjacente precisa ser válida. Moedas estrangeiras podem ser adquiridas somente através de instituições financeiras com domicílio no Brasil e autorizadas a operar no mercado de câmbio. Não podemos prever se o

Banco Central ou o governo brasileiro continuará a deixar o valor do real flutuar livremente ou intervirá no mercado de taxa de câmbio, introduzindo um sistema de faixa cambial ou de outra forma.

O real teve uma valorização contra o dólar de 18,2% em 2003 e valorizou mais 8,1% em 2004, 11,8% em 2005, 8,7% em 2006 e 17,2% em 2007. Até 14 de maio de 2008, o real teve uma valorização de aproximadamente 6,05% no ano de 2008, levando a taxa de câmbio a R\$1,664 por U.S.\$1,00. O real pode sofrer uma desvalorização ou valorização significativa no futuro. Veja "Fatores de Risco—Riscos Relacionados ao Brasil."

A tabela abaixo fornece informações sobre a taxa de câmbio para venda, em reais por dólar (R\$/U.S.\$), para os períodos indicados. Para o período antes de a 14 de março de 2005, a tabela utiliza a taxa comercial de venda.

	(R\$ /U.S.\$)			Final do Período
	Alta	Baixa	Média (1)	
Exercício findo em 31 de dezembro				
2007.....	2,156	1,733	1,947	1,771
2006.....	2,371	2,059	2,175	2,138
2005.....	2,762	2,163	2,435	2,341
2004.....	3,205	2,654	2,926	2,654
2003.....	3,662	2,822	3,075	2,889
Mês:				
Dezembro de 2007.....	1,823	1,762	1,785	1,771
Janeiro de 2008.....	1,830	1,741	1,774	1,760
Fevereiro de 2008.....	1,768	1,672	1,733	1,683
Março de 2008.....	1,749	1,670	1,710	1,749
Abril de 2008.....	1,753	1,658	1,687	1,687
Mai de 2008 (até o dia 14).....	1,695	1,651	1,672	1,664

Fonte: Banco Central do Brasil

(1) Os valores de final de ano apresentados para os anos civis de 2007, 2006, 2005, 2004 e 2003 representam a média das taxas de câmbio do final de cada mês dentro do período pertinente. Os valores fornecidos para os meses dos anos civis de 2007 e 2008, bem como para o mês de maio até o dia 14, inclusive, representam a média das taxas de câmbio no encerramento do mercado de cada dia útil dentro daquele período.

As leis brasileiras prevêm que, sempre que há um sério desequilíbrio no balanço de pagamentos do país, ou existem bons motivos para antever um sério

desequilíbrio, restrições temporárias podem ser impostas sobre as remessas de capital estrangeiro para o exterior. Veja "Fatores de Risco—Riscos Relacionados ao Brasil".

FATORES DE RISCO

Riscos Relacionados a Nossas Operações

Quedas substanciais ou prolongadas nos preços internacionais de petróleo bruto e derivados podem ter impactos negativos relevantes em nosso lucro.

A maior parte de nossa receita é proveniente das vendas de petróleo bruto e derivados. Não temos, e nem teremos, controle sobre os fatores que influenciam os preços internacionais do petróleo bruto e derivados. Os preços médios do petróleo Brent, uma referência internacional, foram de aproximadamente U.S.\$72,52 por barril em 2007, U.S.\$65,14 por barril em 2006 e U.S.\$54,38 por barril em 2005. As alterações nos preços do petróleo geralmente resultam em alterações nos preços dos derivados.

Historicamente, os preços internacionais do petróleo e derivados oscilam bastante, devido a vários fatores, que incluem:

- desenrolamentos econômicos e geopolíticos globais e nas regiões de produção do petróleo bruto, especialmente no Oriente Médio;
- a capacidade da Organização de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) de fixar e manter os níveis de produção e preços do petróleo bruto;
- a oferta e procura global e regional de petróleo e derivados;
- a concorrência de outras fontes de energia;
- regulamentos governamentais nacionais e estrangeiros; e
- condições climáticas.

A volatilidade e incertezas em torno dos preços internacionais do petróleo e derivados podem continuar. Quedas substanciais ou prolongadas nos preços internacionais do petróleo e derivados

podem ter impactos negativos relevantes em nossos negócios, resultados operacionais e posição financeira, bem como no valor de nossas reservas provadas. Além disso, reduções significativas no preço do petróleo bruto podem nos induzir a alterar a cronometragem ou reduzir nossos investimentos, com possíveis efeitos adversos nas previsões para a produção no prazo médio e as estimativas de futuras reservas.

Nossa capacidade de alcançar nossos objetivos de crescimento a longo-prazo depende de nossa capacidade de descobrir reservas adicionais e as explorar com êxito, sem o qual, podemos não atingir nossas metas para o aumento da produção a longo-prazo.

Nossa capacidade de alcançar os objetivos de crescimento a longo-prazo depende muito de nossa capacidade de conseguir novas concessões, através de novas rodadas de licitações, e de descobrir reservas adicionais, bem como de explorar com êxito nossas reservas existentes. Nossa vantagem competitiva nas rodadas de licitações para novas concessões no Brasil diminuiu ao longo dos anos, devido à maior concorrência no setor de petróleo e gás no Brasil. Além disso, nossas atividades de exploração nos expõem aos riscos inerentes à sondagem, incluindo o risco de não descobrir reservas comercialmente viáveis para a produção de petróleo ou gás natural. Os custos de sondagem são frequentemente incertos, e diversos fatores fora de nosso controle (tais como condições de perfuração inesperadas, falhas de equipamentos ou acidentes, e faltas ou atrasos na disponibilidade de sondas e a entrega de equipamentos) podem levar as operações a ser encurtadas, retardadas ou canceladas. Esses riscos crescem quando as sondagens estão em águas profundas ou ultra-profundas. Sondagens em águas profundas e ultra-profundas representavam aproximadamente 25% dos poços pioneiros que perfuramos em 2007.

A menos que nossas atividades de exploração e desenvolvimento tenham êxito e/ou adquirimos novas áreas

contendo reservas provadas, nossas reservas provadas diminuirão, à medida que são extraídas. Se não obtivermos acesso a reservas adicionais, podemos não atingir as metas de longo-prazo para o aumento de produção e os resultados operacionais e a situação financeira podem ser impactados negativamente.

As reservas de petróleo bruto e gás natural do Brasil não pertencem à Companhia.

Uma fonte segura de reservas de petróleo e gás natural é essencial para a sustentação da produção e geração de renda para uma empresa da indústria de petróleo e gás. De acordo com as leis brasileiras, todas as reservas de petróleo bruto e gás natural no território brasileiro pertencem ao governo do Brasil enquanto a concessionária detém o petróleo e gás que ela produz. De acordo com os contratos de concessão concedidos à Companhia pelo governo brasileiro, temos o direito exclusivo para desenvolver nossas reservas, e os hidrocarbonetos que produzimos pertencem à Companhia; porém, se o governo brasileiro nos restringir ou impedir de explorar essas reservas de petróleo e gás natural, a capacidade de gerar receitas seria afetada de forma adversa.

Nossas estimativas dos volumes das reservas de petróleo e gás natural envolvem certo grau de incerteza, o que pode afetar a capacidade de gerar receitas de forma adversa.

As reservas provadas de petróleo e gás natural apresentadas neste relatório anual representam as quantidades estimadas de petróleo bruto, gás natural e líquidos de gás natural que os dados geológicos e técnicos indicam, com razoável grau de certeza, que sejam recuperáveis dos reservatórios sob as atuais condições econômicas e operacionais (isto é, aos preços e custos na data da estimativa). Nossas reservas provadas desenvolvidas de petróleo e gás natural são reservas com expectativa de recuperação através dos poços existentes, utilizando os equipamentos e métodos operacionais

atuais. Existem incertezas na estimativa das quantidades de reservas provadas em relação aos preços vigentes do petróleo e gás natural que são aplicáveis a nossa produção, que podem nos levar a fazer revisões em nossas estimativas de reservas. Revisões para baixo nas estimativas de reservas podem resultar num reduzido nível de produção no futuro, o que poderia ter um impacto negativo nos resultados operacionais e posição financeira.

Nos podemos ficar sem a quantidade suficiente de sondas para sustentar as atividades de exploração, produção e desenvolvimento no futuro.

Para explorar nossas descobertas de petróleo e gás na camada do pré-sal necessitaremos uma frota maior de sondas de perfuração do que atualmente possuímos. As sondas existentes têm disponibilidade restrita, e a capacidade dos estaleiros de construir novas unidades é limitada. Estamos constantemente sendo obrigados a priorizar entre poços de desenvolvimento e poços pioneiros, e existe a possibilidade de não conseguirmos tantas sondas quanto precisarmos para atingir as nossas metas de exploração, produção e desenvolvimento.

Estamos sujeitos a diversos regulamentos ambientais e de saúde, os quais estão se tornando recentemente mais rigorosos, podendo resultar em mais obrigações, além de elevar os investimentos da Companhia.

Nossas atividades estão sujeitas a uma grande variedade de exigências de leis, regulamentos e autorizações federais, estaduais e municipais relacionadas à proteção da saúde humana e do meio ambiente, no Brasil e nas outras jurisdições nas quais operamos. No Brasil, podemos ficar expostas a medidas administrativas e penais, incluindo advertências, multas e ordens de encerramento pelo não cumprimento desses regulamentos ambientais, os quais, entre outras coisas, limitam ou proíbem a emissão ou vazamento de substâncias tóxicas produzidas com relação a nossas operações. Haviam vazamentos no

passado que resultaram em multas sendo cobradas por diversos órgãos estaduais e federais do meio ambiente, além de várias investigações e processos civis e penais. Veja Item 8 - "Informações Financeiras — Processos Judiciais". Os regulamentos para emissões e o descarte de resíduos podem também exigir que limpamos ou modificamos nossas instalações, a um custo considerável, podendo resultar em obrigações substanciais. Periodicamente, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) inspeciona nossas plataformas na Bacia de Campos, e pode impor multas, restrições operacionais ou outras medidas ligadas as suas inspeções. Além disso, estamos sujeitos a leis ambientais que nos obrigam a incorrer custos significativos em relação aos danos que um projeto possa causar ao meio ambiente. Esses custos adicionais podem ter um impacto negativo na rentabilidade dos projetos que pretendemos implementar, podendo até tornar tais projetos economicamente inviáveis.

À medida que os regulamentos ambientais se tornam mais rigorosos e novas leis e regulamentos relacionados às mudanças climáticas entrem em vigor, é provável que os investimentos para nosso alinhamento com os regulamentos ambientais, e para realizar melhorias em nossas práticas de segurança, meio ambiente e saúde, aumentarão consideravelmente no futuro. Além disso, sendo que os investimentos estão sujeitos a aprovação pelo governo brasileiro, aumentos nas despesas em cumprimento aos regulamentos ambientais poderiam levar a reduções em outros investimentos estratégicos. Qualquer aumento significativo nas despesas para conformidade com os regulamentos ambientais ou redução nos investimentos estratégicos pode ter um efeito adverso significativo em nossos resultados operacionais ou situação financeira.

Podemos sofrer perdas e gastar tempo e dinheiro na defesa de litígio e arbitragem.

Somos, atualmente, parte de diversos processos judiciais relacionados a

reclamações civis, administrativas, ambientais, trabalhistas e fiscais movidas contra a Companhia. Essas reivindicações envolvem quantias substanciais de dinheiro e outras reparações. Diversas contencções individuais respondem por uma parte significativa do total das reclamações contra a Companhia. Por exemplo, na premissa de que as plataformas de sondagem e produção não podem ser classificadas como navios de alto mar, a Secretaria da Receita Federal (SRF) alegou que remessas para o exterior em pagamento de afretamentos deveriam ser reclassificados como pagamentos de arrendamentos e consequentemente sujeitos a 25% de imposto retido na fonte. A SRF emitiu duas autuações fiscais contra a Companhia, no montante de R\$4.201 milhões (aproximadamente U.S.\$2.372 milhões), em 31 de dezembro de 2007. Veja Item 8 - "Informações Financeiras — Processos Judiciais".

Também podemos estar sujeitos a litígio trabalhista relacionado às recentes alterações nas leis brasileiras a respeito dos benefícios de aposentadoria que afetam nossos funcionários.

No caso em que reclamações envolvendo um valor significativo para o qual não fizemos provisões forem decididas contra a Companhia, ou no caso em que as perdas estimadas acabem sendo significativamente maiores que as correspondentes provisões, o custo total das decisões desfavoráveis poderia ter um impacto negativo relevante em nossa situação financeira e nos resultados operacionais. Ademais, nossa administração poderia ser obrigada a dedicar seu tempo e atenção à defesa dessas reivindicações, o que pode impedi-la de focalizar no negócio principal da Companhia. Dependendo das decisões, determinados processos poderiam resultar em a imposição de restrições em nossas operações e ter um efeito adverso relevante em alguns de nossos negócios.

Nossa participação no mercado brasileiro de energia elétrica gerou prejuízos e pode não se tornar lucrativa.

Temos investido, sozinho ou junto a outros investidores, em várias usinas termelétricas (UTES) de gás no Brasil. Uma parte da energia produzida por essas usinas é vendida através de leilões promovidos pelo governo brasileiro, a preços indexados ao PPI (Índice de Preço do Produtor, dos E.U.A.) e ao dólar. Também vendemos gás diretamente a UTES de gás, sob contratos bilaterais vinculados aos mesmos índices de preço. Mais da metade de nossa capacidade instalada é sujeita a este mecanismo de preços. Conseqüentemente, podemos não conseguir repassar aumentos no custo da produção ou aquisição de gás de terceiros para os compradores, resultando na redução de nossas margens ou até prejuízos. Quando o preço de gás natural no mercado internacional sobe, como em 2007, isto não somente eleva o custo da aquisição de gás, mas também perdemos a oportunidade de vender nosso gás no mercado a um preço maior.

A disparidade entre o preço da energia vendida pelas UTES de gás e o custo do gás natural causou prejuízos no passado e pode continuar a gerar prejuízos no futuro. Porém, pelo fato de que os aumentos no preço de gás natural serem relacionados aos preços internacionais de outros produtos de hidrocarboneto, os prejuízos no segmento de gás e energia elétrica podem ser compensados por ganhos em outros segmentos da Companhia.

Também estamos expostos a riscos se não conseguirmos entregar as quantias contratadas de energia elétrica e gás, podendo ser sujeita a multas ou a perda da autorização para gerar energia elétrica em UTES de gás. Existem vários fatores que poderiam afetar nossa capacidade de entregar as quantidades contratadas de energia elétrica e gás, incluindo a impossibilidade de desenvolver a capacidade necessária ou de assegurar o fornecimento de gás natural, e problemas

afetando nossa infra-estrutura de gás natural

Em resumo, nossa participação no mercado brasileiro de energia elétrica tem gerado prejuízos no passado e pode continuar assim no futuro.

As oscilações cambiais poderiam ter um impacto negativo relevante em nossa situação financeira e nos resultados operacionais, devido a maior parte de nossas receitas estarem denominadas em reais e uma parte substancial de nossos passivos estarem denominados em moedas estrangeiras.

Os efeitos em nossas operações de oscilações nas taxas de câmbio, e especialmente na relação real/dólar, são variados e podem ser relevantes. O principal mercado para nossos produtos é o Brasil, sendo que, durante os últimos três exercícios fiscais, mais de 74% de nossas receitas foi denominada em reais, enquanto uma parte de nossas despesas operacionais e investimentos em ativos fixos e uma porção substancial de nosso endividamento foram, e são previstos a continuar sendo, denominados ou indexados ao dólar e outras moedas estrangeiras. Além disso, durante 2007, importamos U.S.\$13,3 bilhões de petróleo e derivados, a preços denominados e pagos em dólares. Por outro lado, uma proporção significativa de nosso ativo líquido é mantida em ativos denominados em dólares, ou indexados ao dólar, mas não utilizamos contratos a termo, de futuros ou swaps para mitigar os impactos das mudanças cambiais em nossas operações e demonstrações financeiras, em virtude da sua liquidez limitada e custo.

Nossas demonstrações financeiras recentes refletem a valorização do real em relação ao dólar em 8,1%, 11,8%, 8,7% e 17,2%, respectivamente, nos anos 2004, 2005, 2006 e 2007, em conseqüência da melhoria nas condições macroeconômicas e a redução nos mercados da percepção do risco político no Brasil e do risco dos mercados emergentes em geral. A vulnerabilidade do dólar em relação às

outras moedas também afetou nossos resultados. Em 14 de maio de 2008, a taxa de câmbio do real em relação ao dólar era de R\$1,664 por U.S.\$1,00, representando uma valorização acumulada da moeda brasileira de aproximadamente 6,05% em 2008. Qualquer reversão dessa tendência poderia ter um impacto negativo em nossos resultados operacionais.

Estamos expostos aos aumentos nas taxas de juros de mercado, o que nos deixaria vulnerável à elevação do custo de nossos financiamentos.

Apesar das melhorias marcantes em nossas classificações de crédito, que facilitaram o acesso a capital de longo-prazo a juros fixos, uma parcela substancial de nosso endividamento total é representada por financiamentos estruturados, créditos de exportação, financiamentos comerciais e outros meios de financiamento semelhantes, cuja obtenção é dependente de instrumentos de taxa flutuante, e por motivos contratuais, de custo ou outras considerações não podem ser pré-pagos. Em 31 de dezembro de 2007, aproximadamente 66% — U.S.\$14.452 milhões — da dívida contratada estava sujeita a taxas de juros flutuantes. Em vista das considerações de custo e análise de mercado, decidimos não fazer uso de derivativos ou outros instrumentos financeiros de proteção (hedging) contra os riscos associados a aumentos nas taxas de juros. Conseqüentemente, se as taxas de juros de mercado (principalmente o LIBOR) aumentam, as despesas com financiamentos também aumentarão, o que poderia ter um efeito desfavorável nos resultados operacionais e situação financeira.

Não possuímos seguro contra a interrupção das atividades em nossas operações no Brasil e a maioria de nossos ativos não têm seguro contra atos de guerra ou sabotagem.

Nos não mantemos cobertura para interrupções de qualquer natureza de nossas atividades no Brasil, inclusive aquelas provocadas por ações trabalhistas. Se, por

exemplo, nossos trabalhadores entrassem em greve, as paralisações resultantes poderiam ter um impacto adverso na Companhia. Além disso, não seguramos a maioria de nossos ativos contra atos de guerra ou sabotagem. Portanto, um ataque ou incidente operacional que provoque a interrupção das atividades poderia ter um impacto negativo significativo em nossa situação financeira ou resultados operacionais.

Estamos sujeitos a riscos substanciais em relação a nossas operações internacionais, especialmente na América Latina, no Oeste da África e no Oriente Médio.

Temos operações em diversos países que apresentam certa instabilidade política, econômica e social, notavelmente na América Latina, no Oeste da África e no Oriente Médio. Os resultados operacionais e a posição financeira de nossas subsidiárias nesses países pode ser afetadas de forma adversa por oscilações na economia local, instabilidade política e intervenções governamentais em relação à economia, incluindo:

- a imposição de controles sobre preços ou câmbio;
- a imposição de restrições sobre a exportação de hidrocarbonetos;
- oscilações no valor da moeda local;
- a nacionalização das reservas de petróleo e gás;
- aumentos nas alíquotas para os impostos sobre exportações / imposto de renda em relação à petróleo e derivados; e
- mudanças contratuais e institucionais (governamentais) de forma unilateral, incluindo controles sobre investimentos e restrições sobre novos projetos.

Caso um ou mais dos riscos citados acima se materializar, podemos não alcançar nossos objetivos estratégicos naqueles países ou em nossas operações internacionais como um todo, o que pode levar a um impacto negativo relevante em

nossos resultados operacionais e situação financeira.

Dos países estrangeiros nos quais operamos, a Argentina tem o maior peso, representando aproximadamente 43,3% de toda nossa produção internacional de petróleo bruto e gás natural e 33,3% de nossas reservas provadas internacionais de petróleo bruto e gás natural em 31 de dezembro de 2007. O governo da Argentina definiu alíquotas para impostos sobre exportações de petróleo, gás natural e derivados que impactaram desfavoravelmente em nossos resultados operacionais e situação financeira. Também temos importantes operações na Bolívia e Venezuela, que representam, respectivamente, aproximadamente 25,6% e 6,7% de nossa produção internacional em barris de óleo equivalente, em 31 de dezembro de 2007. A Bolívia respondeu por aproximadamente 24,5% de nossas reservas provadas internacionais de petróleo bruto e gás natural em 31 de dezembro de 2007. Desde 2005, os governos da Venezuela e Bolívia tomaram medidas de nacionalização no setor de petróleo e gás que causaram prejuízos e a redução de nossas reservas provadas nesses países. Durante 2007, o governo do Equador aumentou os impostos, forçou a renegociação dos contratos, e implementou outras mudanças regulatórias no setor de petróleo e gás. Veja Item 4 - "Informações sobre a Companhia — Internacional". Uma deterioração da situação na Argentina, Bolívia, Venezuela ou Equador pode ter impactos negativos em nossos resultados operacionais e situação financeira.

Riscos Relacionados à PifCo

As operações da PifCo e sua capacidade de serviço da dívida dependem da Petrobras.

A posição financeira da PifCo e seus resultados operacionais são diretamente afetadas por nossas decisões. A PifCo é uma subsidiária direta integral da Petrobras, constituída nas Ilhas Cayman como uma sociedade isenta com responsabilidade

limitada. A PifCo tem operações limitadas, sendo principalmente a compra de petróleo e derivados de terceiros e a revenda desses produtos a Petrobras ou a outros terceiros. A PifCo também compra quantias limitadas de petróleo e derivados da Petrobras para venda a terceiros e coligadas. Consequentemente, a capacidade da PifCo para pagar o principal e encargos da dívida depende de nossas próprias operações.

O financiamento das operações da PifCo é concedido por nos, bem como de terceiros fornecedores de crédito, para os quais fornecemos apoio, na forma de compromissos de compra (SPA), pelos quais concordamos em recomprar dos detentores dos títulos da PifCo seu direito de receber pagamento da PifCo, no caso da omissão da PifCo com suas obrigações de pagamento.

Nossa própria situação financeira e resultados operacionais, bem como nosso apoio financeiro para PifCo, afetam diretamente os resultados operacionais e a capacidade da PifCo de serviço da dívida. Para uma descrição mais detalhada de certos riscos que possam ter um efeito negativo relevante em nossa situação financeira ou resultados operacionais e, conseqüentemente, afetar a capacidade da PifCo de cumprir com suas obrigações da dívida, ver "Riscos Relacionados às Nossas Operações".

A PifCo depende do seu poder de repassar seus custos de financiamento para Petrobras.

A PifCo se dedica principalmente à compra de petróleo e derivados para revenda à Petrobras, como mencionado anteriormente. A PifCo regularmente incorre dívidas em relação a essas compras e/ou na aquisição de financiamentos da Petrobras ou de terceiros. Todo este endividamento é apoiado por compromissos de compra (SPA) ou outros meios fornecidos pela Petrobras e, historicamente, a PifCo nos tem repassado seus custos de financiamento através da venda de petróleo e derivados à Petrobras

com ágio. Se, por algum motivo, não pudermos continuar com essas práticas, isto teria um efeito adverso relevante nos negócios da PifCo e na sua capacidade de cumprir com suas obrigações da dívida ao longo prazo.

Riscos Relacionados ao Relacionamento com o Governo Brasileiro

Na qualidade de acionista controlador, o governo brasileiro pode fazer com que persigamos determinados objetivos macroeconômicos e sociais que possam ter efeitos desfavoráveis em nossos resultados operacionais e situação financeira.

O governo brasileiro, na qualidade de nosso acionista controlador, tem perseguido, e pode perseguir no futuro, determinados objetivos macroeconômicos e sociais através da Companhia. A legislação brasileira exige que o governo detenha a maioria do capital votante da Companhia, e enquanto isto perdure, o governo brasileiro terá o poder de eleger a maioria dos membros de nosso Conselho de Administração e, através deles, a maioria dos diretores executivos, responsáveis pela administração diária da Companhia. Como resultado, podemos nos envolver em atividades que priorizem os objetivos do governo ao invés de nossos próprios objetivos econômicos e comerciais. Particularmente, continuamos a auxiliar o governo brasileiro na garantia que o fornecimento do petróleo e derivados no Brasil conforme as necessidades de consumo do país. Em consequência disso, podemos fazer investimentos, incorrer despesas e assumir condições de venda que possam impactar de forma negativa em nossos resultados operacionais e situação financeira.

Podemos não conseguir financiamento para alguns de nossos investimentos planejados, e isso poderia afetar de forma adversa nossos resultados operacionais e situação financeira.

O governo brasileiro mantém o controle sobre nosso orçamento e

estabelece limites para os investimentos e endividamento de longo-prazo. Na qualidade de entidade estatal, a Petrobras deve submeter seus orçamentos anuais para a aprovação do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, do Ministério das Minas e Energia, e do Congresso Nacional. No evento de não conseguirmos financiamento que não requeira a aprovação do governo brasileiro, podemos não ter a liberdade de realizar todos os investimentos que prevemos, incluindo aqueles que concordamos em fazer para expandir e desenvolver nossos campos de petróleo e gás natural. Se não pudermos realizar esses investimentos, nossos resultados operacionais e situação financeira podem ser afetados negativamente.

Se o governo brasileiro restabelecer controles sobre os preços que podemos cobrar pelo petróleo e derivados, esses controles poderiam afetar nossa situação financeira e os resultados operacionais.

Os preços do petróleo e derivados foram regulados pelo governo brasileiro até janeiro de 2002, sendo às vezes fixados abaixo dos níveis praticados nos mercados internacionais. Esses preços envolviam elementos de subsídio cruzado entre diferentes derivados vendidos em diversas regiões do Brasil. O impacto cumulativo desse sistema de regulamentação de preço na Companhia é registrado como um ativo em nosso balanço patrimonial, no item "Conta de Petróleo e Álcool — Recebíveis do governo brasileiro". O saldo dessa conta em 31 de dezembro de 2007 era de U.S.\$450 milhões. Todos os controles de preço para petróleo e derivados acabaram em 2 de janeiro de 2002, entretanto, o governo brasileiro poderia decidir restabelecer controles de preço no futuro, devido a instabilidade no mercado ou outras circunstâncias. Se isso ocorrer, nossa situação financeira e resultados operacionais poderiam ser afetados negativamente.

Riscos Relacionados ao Fator Brasil

Historicamente, o governo brasileiro tem exercido, e continua a exercer, considerável influência sobre a economia brasileira. As condições políticas e econômicas no Brasil impactam diretamente em nossos negócios e podem ter um efeito negativo relevante em nossos resultados operacionais e situação financeira.

As políticas econômicas do governo brasileiro podem ter impactos significativos nas empresas brasileiras, incluindo a Petrobras, bem como nas condições de mercado e nos preços dos valores mobiliários no Brasil. Nossa situação financeira e resultados operacionais podem ser afetados de forma desfavorável pelos seguintes fatores e as respostas do governo brasileiro a esses fatores:

- desvalorizações e outros movimentos cambiais;
- inflação;
- políticas de controle cambial;
- instabilidade social;
- instabilidade nos preços;
- falta de energia;
- taxas de juros;
- liquidez do capital nacional e dos mercados de crédito;
- política fiscal; e
- outros acontecimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos no Brasil ou que afetam o Brasil.

Podemos ser especificamente afetados por determinadas iniciativas para elevar os impostos sobre nossas atividades de exploração e produção. Em junho de 2003, o Estado do Rio de Janeiro promulgou uma lei para a cobrança de ICMS sobre nossas atividades de exploração e produção. O governo do Estado do Rio de Janeiro nunca executou essa lei, e sua constitucionalidade está sendo contestada no Supremo Tribunal Federal (STF). Caso o governo do estado decida aplicar essa lei e os tribunais sustentem essa decisão,

estimamos que o valor do ICMS que seríamos obrigados a recolher ao Estado do Rio de Janeiro possa aumentar em aproximadamente R\$9,1 bilhões (U.S.\$4,7 bilhões) ao ano. Além disso, houve iniciativas recentes no Congresso Nacional para reformar as Leis Fiscais do Brasil e existe o risco que as reformas propostas elevariam os impostos sobre nossas atividades de exploração e produção. Devido às incertezas a respeito dessas iniciativas, não podemos quantificar como seria nossa carga tributária se as novas leis ou reformas fossem aprovadas.

A incerteza a respeito de se o governo brasileiro implementará essas ou outras mudanças na sua política ou nos regulamentos que possam afetar qualquer um dos fatores mencionados acima ou outros fatores no futuro pode levar a incerteza econômica no Brasil e aumentar a volatilidade do mercado brasileiro de valores mobiliários e dos títulos emitidos no exterior por empresas brasileiras. Mudanças nas políticas e regulamentos dessa natureza podem ter um impacto negativo significativo em nossos resultados operacionais e situação financeira.

A inflação e medidas governamentais para conter a inflação podem contribuir de forma significativa para a incerteza econômica no Brasil e para aumentar a volatilidade dos mercados brasileiros de valores mobiliários e, em consequência, pode impactar desfavoravelmente em nossa situação financeira e no valor de mercado de nossos títulos.

Nosso principal mercado é o Brasil, que no passado sofreu, periodicamente, de taxas de inflação extremamente altas. A inflação, junto às medidas governamentais para combatê-la e a especulação pública sobre possíveis medidas futuras, tiveram efeitos negativos significativos na economia brasileira. As taxas de inflação anuais, mensuradas pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), caíram de 2.477,15% em 1993 para 916,46% em 1994 e 5,97% em 2000. Posteriormente, aumentou para 9,30% em 2003, diminuiu para 3,14% em 2006 e aumentou para 4,46% em 2007.

Considerando as historicamente altas taxas de inflação, é possível que os níveis reduzidos de inflação no país desde 1995 não continuem e o Brasil passe a sofrer taxas de inflação mais altas no futuro. Ações do governo, incluindo medidas para ajustar o valor do real, poderiam disparar um aumento na taxa de inflação, o que poderia ter um efeito desfavorável em nossa situação financeira.

O acesso das empresas brasileiras aos mercados de capital internacionais é influenciado pela percepção de risco do Brasil e nas outras economias emergentes, o que pode prejudicar nossa capacidade de financiar as operações, bem como os valores de nossos títulos nos mercados.

Os investidores internacionais, em geral enxergam o Brasil como mercado emergente. Como resultado, as condições econômicas e de mercado em outros países de mercados emergentes, e especialmente os da América Latina, influenciam o mercado para os títulos emitidos pelas empresas brasileiras. Devido aos problemas econômicos em vários países de mercados emergentes nos anos recentes (como a crise asiática de 1997, a crise russa de 1998 e a crise argentina que começou em 2001), os investidores contemplaram investimentos nos mercados emergentes com mais cautela. Essas crises provocaram a saída de uma quantidade expressiva de dólares do Brasil, gerando maiores custos para as empresas brasileiras na captação de recursos, tanto no país quanto no exterior, e até impedindo o acesso aos mercados internacionais de capitais. Um aumento na volatilidade dos mercados de valores mobiliários na América Latina e em outros países de mercados emergentes pode ter um impacto negativo no valor de mercado de nossos títulos. Não podemos garantir que os mercados internacionais de capitais permanecerão abertos às empresas brasileiras ou que as taxas de juros nesses mercados serão proveitosas para a Companhia.

Riscos Relacionadas às Ações do Capital e Títulos da Dívida

O tamanho, a volatilidade, a liquidez e/ou a regulamentação dos mercados brasileiros de valores mobiliários podem restringir seu poder de vender as ações ordinárias ou preferenciais subjacentes às nossas ADS.

As ações da Petrobras figuram entre as mais líquidas na Bolsa de Valores de São Paulo (Bovespa), mas, em termos gerais, os mercados brasileiros de valores mobiliários são menores, mais voláteis e menos líquidos do que os principais mercados dos Estados Unidos e de outros países avançados, e podem ser regulamentados de forma diferente daquela com que os investidores dos Estados Unidos estão acostumados. Fatores que podem afetar de forma específica os mercados de ações brasileiras podem limitar sua capacidade de vender as ações ordinárias ou preferenciais subjacentes às nossas ADS ao preço e na hora desejada.

O mercado para os títulos da PifCo pode não ter liquidez.

Alguns dos títulos da PifCo não estão listados em bolsa de valores nem cotados através de sistema eletrônico de cotações. Não podemos garantir a liquidez dos títulos da PifCo nem mercados para negociá-los. Portanto, não podemos assegurar que os detentores de títulos da PifCo poderão vendê-los no futuro. Caso um mercado para os títulos da PifCo não se desenvolva, os detentores desses títulos podem não conseguir revendê-los durante um período estendido, ou talvez nunca.

Você pode não conseguir exercer seu direito de preferência a respeito das ações ordinárias ou preferenciais subjacentes às ADS.

Detentores de ADS residentes dos Estados Unidos podem não conseguir exercer seu direito de preferência em relação às ações ordinárias ou preferenciais subjacentes às nossas ADS, a menos que exista uma declaração de registro, de acordo com a emenda à Lei de Mercado de Capitais de 1933, esteja em vigor

garantindo aqueles direitos ou isenção das exigências de registro sob tal lei e emenda. Não somos obrigados a protocolar uma declaração de registro a respeito das ações ordinárias ou preferenciais relacionadas a esse direito de preferência, e podemos, portanto, não protocolar tal declaração de registro. Se uma declaração de registro não for protocolada e não exista uma isenção de registro, o JPMorgan Chase Bank, N.A., como instituição depositária, procurará vender o direito de preferência, e você terá o direito de receber a receita dessa venda. Entretanto, o direito de preferência extinguirá-se caso a instituição depositária não consiga vendê-lo. Para uma descrição mais completa do direito de preferência a respeito das ações ordinárias ou preferenciais, ver Item 10 - "Informações Adicionais—Contrato Social da Petrobras—Direito de Preferência".

É possível que não se consiga vender suas ADS no preço e na hora desejada em virtude de não se poder manter um mercado ativo ou líquido para nossas ADS.

Nossas ADS preferenciais estão listadas na Bolsa de Valores de Nova Iorque desde 21 de fevereiro de 2001, enquanto nossas ADS ordinárias estão listadas na Bolsa de Valores de Nova Iorque desde 7 de agosto de 2000. Não podemos prever se um mercado público líquido e ativo para a negociação de nossas ADS será mantido na Bolsa de Valores de Nova Iorque, onde são negociadas atualmente. Mercados líquidos e ativos geralmente resultam em uma redução na volatilidade dos preços e mais eficiência na execução dos pedidos de compra e venda dos investidores. A liquidez de um mercado de valores é freqüentemente em função do volume das ações subjacentes em circulação nas mãos de partes não relacionadas. Nos não antecipamos o desenvolvimento nos Estados Unidos de um mercado público para nossas ações ordinárias ou preferenciais.

Restrições sobre a saída de capital do Brasil podem prejudicar sua capacidade de receber dividendos e outras distribuições em relação às ações ordinárias ou

preferenciais subjacentes às ADS, e as receitas provenientes da venda das mesmas, e podem afetar nossa capacidade de cumprir com determinadas obrigações de dívida, incluindo os compromissos de compra (SPA) que celebramos em apoio aos títulos da PifCo.

O governo brasileiro pode impor restrições temporárias sobre a conversão da moeda brasileira (real) em moedas estrangeiras e a remessa aos investidores estrangeiros das receitas dos seus investimentos no Brasil. As leis brasileiras permitem que o governo brasileiro imponha tais restrições sempre que houver um sério desequilíbrio no balanço de pagamentos do país ou se houver motivos para antever um sério desequilíbrio.

Em 1990, o governo brasileiro impôs restrições sobre remessas durante aproximadamente seis meses. Restrições semelhantes, se impostas, poderiam prejudicar ou impedir a conversão de dividendos, outras distribuições, ou as receitas da venda de ações ordinárias ou preferenciais, de reais para dólares e a remessa desses dólares para o exterior.

O governo brasileiro poderia decidir tomar medidas semelhantes no futuro. Nesse caso, a instituição depositária das ADS ficaria com os reais que não possa converter, para a conta dos titulares das ADS que não tiverem sido pagos. A instituição não investiria os reais e não teria responsabilidade para o pagamento de juros.

Além disso, se o governo brasileiro impuser restrições sobre nossa capacidade de converter reais em dólares, nos não poderíamos efetuar os pagamentos em relação a nossas dívidas denominadas em dólares. Por exemplo, tais restrições poderiam nos impedir de disponibilizar recursos para a PifCo pagar suas obrigações de dívida, alguns dos quais estão apoiados pela Petrobras através de compromissos de compra (SPA).

Se você trocar suas ADS por ações ordinárias ou preferenciais, você corre o risco de perder sua capacidade de remeter

divisas ao exterior, bem como o direito a benefícios fiscais brasileiros.

O depositário brasileiro das ações ordinárias e preferenciais subjacentes às ADS precisa de um certificado de registro do Banco Central do Brasil para poder remeter dólares para o exterior em pagamento de dividendos e outras distribuições relacionadas a nossas ações preferenciais e ordinárias ou na alienação de ações ordinárias ou preferenciais. Caso você decida trocar suas ADS pelas ações ordinárias ou preferenciais subjacentes, você continuará, durante cinco dias úteis brasileiros após a data da troca, de desfrutar os direitos conferidos pelo certificado de registro do depositário. Depois desse prazo, há possibilidade de você não mais obter e remeter dólares para o exterior com os recursos provenientes da alienação de ações ordinárias ou preferenciais ou de distribuições em relação às ações ordinárias ou preferenciais, salvo se você obtiver seu próprio certificado de registro ou se registrar sob os termos da Resolução nº 2.689, de 26 de janeiro de 2000, do Conselho Monetário Nacional, o qual confere aos investidores estrangeiros registrados o direito de compra e venda na Bolsa de Valores de São Paulo. Ademais, se você não obtiver um certificado de registro ou se registrar de acordo com a Resolução nº 2.689, você poderá estar sujeito a termos fiscais menos favoráveis com respeito aos ganhos referentes às ações ordinárias ou preferenciais.

Se você procurar obter seu próprio certificado de registro, poderá incorrer despesas ou sofrer demora no processo de requerimento, o que poderia atrasar seu recebimento de dividendos ou outras distribuições relacionadas às ações ordinárias ou preferenciais, ou o retorno de seu capital de maneira oportuna. O certificado de registro do depositário ou qualquer registro de capital estrangeiro obtido por você pode ser afetado por futuras alterações legislativas ou regulamentares e não podemos garantir que restrições adicionais aplicáveis a você,

à alienação das ações ordinárias ou preferenciais subjacentes, ou à repatriação dos recursos obtidos do processo não sejam impostas no futuro.

Os detentores das ADS podem encontrar dificuldades ao proteger seus interesses.

Nossos assuntos corporativos são regidos por nosso estatuto social e pela Lei das Sociedades por Ações, que diferem dos princípios legais que se aplicariam caso fossemos constituídos nos Estados Unidos ou em outra jurisdição fora do Brasil. Além disso, seus direitos como detentor de ADS, os quais são derivados dos direitos dos detentores de nossas ações ordinárias ou preferenciais, conforme o caso, de proteger seus interesses diante dos atos de nosso Conselho de Administração, nos termos da Lei das Sociedades de Ações, são diferentes daqueles conferidos pelas leis de outras jurisdições. As regras contra a negociação com informação privilegiada e negociações informais de partes ligadas, e a proteção dos interesses das acionistas podem ser menos evoluídas e aplicadas no Brasil do que nos Estados Unidos. Ademais, as acionistas das companhias brasileiras geralmente não têm posição para entrar com ação coletiva.

Somos uma estatal constituída em conformidade com as leis do Brasil e todos os nossos conselheiros e diretores executivos residem no Brasil. Substancialmente todos os nossos ativos e os de nossos conselheiros e diretores executivos estão localizados no Brasil. Conseqüentemente, é possível que você não consiga efetuar a citação da Companhia ou nossos conselheiros e diretores executivos nos E.U.A. ou em outras jurisdições fora do Brasil ou executar contra a Companhia ou nossos conselheiros e diretores executivos sentenças obtidas nos E.U.A. ou outras jurisdições fora do Brasil. Sendo que as sentenças de tribunais norte-americanas por responsabilidades civis com base nas leis federais dos E.U.A. sobre valores mobiliários somente poderão ser executadas no Brasil se determinadas exigências forem cumpridas, você pode encontrar maiores dificuldades na proteção de seus interesses em ações contra a

Companhia ou contra nossos conselheiros ou diretores executivos do que encontrariam os acionistas de uma sociedade incorporada num estado ou outra jurisdição dos Estados Unidos.

Os detentores das ADS da Companhia podem encontrar dificuldades ao exercer o direito a voto, e as ações preferenciais e as ADS representando ações preferenciais geralmente não conferem o direito a voto.

Você pode encontrar dificuldades no exercício de alguns dos seus direitos de acionista se você possui nossas ADS em vez das ações subjacentes. Por exemplo, se nós não fornecermos os materiais votantes, oportunamente, ao depositário, você poderia não conseguir votar pelo fornecimento ao depositário das instruções de como votar em seu nome.

Além disso, uma parte de nossas ADS representa nossas ações preferenciais. De acordo com as leis brasileiras e com nosso estatuto social, os detentores de ações preferenciais geralmente não têm direito a voto em assembleias de acionistas. Isto significa, entre outras coisas, que os detentores de ADS que representam ações preferenciais não podem votar sobre importantes decisões e transações corporativas. Veja Item 10 - "Informações Adicionais—Estatuto Social da Petrobras—Direitos a Voto", aonde se trata do direito a voto limitado das ações preferenciais.

A execução de nossas obrigações a respeito dos compromissos de compra (SPA) pode levar mais tempo que o esperado.

Celebramos um compromisso de compra em apoio às obrigações da PifCo a respeito de seus títulos e contratos. Se aplica a nossa obrigação de comprar, dos detentores de títulos emitidos por PifCo, os direitos a valores não pagos do principal, juros e outras quantias devidas de acordo com os termos dos títulos e contratos da PifCo, sujeito a certas limitações, independentemente de se tais valores estarão devidos no vencimento dos títulos da PifCo.

Fomos avisados por nossa assessoria jurídica que a execução contra a Companhia, no Brasil, de nossos compromissos de compra, caso seja necessário, ocorrerá por uma forma de processo judicial que, embora semelhante, tem certas diferenças processuais àquele que se aplica à execução de uma garantia e, conseqüentemente, a execução de um compromisso de compra pode levar mais tempo do que seria o caso de uma garantia.

Se a legislação brasileira nos restringe no pagamento de valores a PifCo em dólares, a PifCo poderá ter recursos insuficientes em dólares para cumprir com suas obrigações de dívida, e que nós não conseguimos pagar em dólares nossas obrigações a respeito dos compromissos de compra.

Atualmente, os pagamentos feitos por nós a PifCo para importações de petróleo, os quais representam a fonte esperada de recursos de caixa da PifCo para o pagamento de suas obrigações nos termos dos títulos da sua emissão, não precisam da aprovação do Banco Central do Brasil nem de ser registrado nele. Pode haver outras exigências regulamentares que precisaremos cumprir para disponibilizar recursos para a PifCo. Todavia, o Banco Central do Brasil pode impor exigências de aprovação prévia sobre as remessas de dólares para o exterior. Caso a legislação brasileira impuser restrições, limites ou proibições sobre nosso poder de converter reais em dólares, a PifCo pode não ter disponível recursos suficientes em dólares para cumprir com suas obrigações de dívida.

No evento que os detentores de títulos da PifCo receberem pagamentos em reais correspondentes aos valores equivalentes em dólares devidos nos termos daqueles títulos, poderá não ser possível converter esses valores para dólares. Não precisaremos nenhuma aprovação prévia ou posterior do Banco Central do Brasil para utilizar os recursos que mantemos no exterior, a fim de cumprir com nossas obrigações em relação a compromissos de compra.

Seríamos obrigados a efetuar pagamentos exclusivamente em reais em relação a sentenças de tribunais brasileiros executando nossas obrigações nos termos dos compromissos de compra.

Se fossem movidos processos no Brasil buscando a execução de nossas obrigações em relação aos compromissos de compra, seríamos obrigados a quitar nossas obrigações exclusivamente em reais. De acordo com as limitações do controle cambial brasileiro, uma obrigação de pagamento de valor denominado em moeda estrangeira, pagável no Brasil conforme a decisão de um tribunal brasileiro, pode ser realizado em reais à taxa de câmbio em vigor no dia do pagamento, de acordo com as determinações do Banco Central do Brasil.

Uma decisão jurídica de que somos sujeito às leis de falências dos E.U.A. e que o compromisso de compra assinado por nós fosse uma fraude contra credores poderia fazer com que os detentores de títulos da PifCo percam sua ação judicial contra a Companhia.

A obrigação da PifCo de efetuar os pagamentos em relação aos títulos próprios é apoiada por nossa obrigação, nos termos dos compromissos de compra, de fazer pagamentos no nome da PifCo. Fomos informados por nossos assessores jurídicos nos E.U.A. que os compromissos de compra são válidos e executáveis de acordo com a legislação do Estado de Nova Iorque e dos Estados Unidos. Ademais, fomos informados por nosso assessor geral que a legislação do Brasil não impede que os compromissos de compra sejam válidos, obrigatórios e executáveis contra a Companhia conforme seus termos. Se as leis federais dos E.U.A. sobre fraude contra credores ou leis semelhantes fossem aplicadas a um compromisso de compra, e a Companhia, no momento em que celebramos o compromisso de compra:

- fomos ou somos insolventes ou nos tornamos insolventes em virtude de nossa celebração do compromisso de compra;
- estávamos ou estamos envolvidos em negócios ou transações para os quais nossos ativos remanescentes constituam um capital excessivamente pequeno; ou
- pretendíamos incorrer ou incorremos, ou acreditávamos ou acreditamos que incorreríamos dívidas além de nossa capacidade de liquidar nos seus vencimentos; e
- em cada caso, pretendíamos receber ou recebemos um valor menor que o razoável equivalente ou preço razoável,

então, nossas obrigações nos termos do compromisso de compra poderiam ser anuladas, ou reivindicações a respeito do compromisso de compra poderiam ficar subordinadas às reivindicações de outros credores. Entre outras coisas, uma contestação jurídica ao compromisso de compra baseada em fraude contra credores poderia se focalizar nos benefícios, se houver, realizados pela Companhia como resultado da emissão pela PifCo desses títulos. Na medida em que o compromisso de compra for considerado como fraude contra credores ou inexecutável por qualquer outro motivo, os detentores dos títulos da PifCo não terão reivindicação contra a Companhia em relação ao compromisso de compra, mas somente contra a PifCo. Nos não podemos garantir que, depois de satisfazer todas as reivindicações superiores, restarão ativos suficientes para satisfazer as reivindicações dos detentores dos títulos da PifCo em relação a qualquer parte anulada do compromisso de compra.

Item 4. Informações sobre a Companhia

Histórico e Desenvolvimento

A Petróleo Brasileiro S.A.—Petrobras—foi constituída em 1953, com a finalidade de implementar as atividades de hidrocarboneto do governo brasileiro. A Companhia iniciou suas operações em 1954 e durante aproximadamente quarenta anos desempenhou no Brasil as atividades de produção de petróleo bruto e gás natural e de refino, em nome do governo.

Na década de 90, numa série de medidas legislativas, o Estado brasileiro renunciou seu monopólio sobre as atividades de petróleo e gás. Em 9 de novembro de 1995, a Constituição do Brasil foi alterada de forma a autorizar o governo brasileiro a contratar qualquer empresa estatal ou privada para desempenhar atividades nas áreas de exploração e produção (upstream) e abastecimento (downstream) de petróleo e gás no Brasil. Em 6 de agosto de 1997, foi promulgada a Lei do Petróleo (Lei nº 9.478), que introduziu a concorrência nos mercados brasileiros de petróleo bruto, derivados e gás natural. A partir de 2 de janeiro de 2002, os preços do petróleo, derivados e gás natural foram desregulamentados no Brasil. Veja “A Regulamentação da Indústria de Petróleo e Gás no Brasil—A Regulamentação dos Preços”.

Nossas ações ordinárias e preferenciais foram negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo desde 1968. A Petrobras foi constituída como uma estatal de acordo com a Lei nº 2.004 (que entrou em vigor em 3 de outubro de 1953), e a maioria de nosso capital votante deve ser detido pelo governo federal, um estado ou uma municipalidade brasileira. Em 31 de dezembro de 2007, o governo brasileiro detinha 32,2% do capital social e 55,7% do capital votante da Petrobras. Operamos através de subsidiárias, empreendimentos conjuntos (joint ventures), e empresas coligadas estabelecidas no Brasil e em

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

Visão Geral do Sistema Petrobras

Somos uma empresa integrada de petróleo e gás, a maior no Brasil e uma das maiores na América Latina, em termos da produção e reservas de petróleo e gás. Devido a nosso histórico como a única fornecedora de petróleo bruto e derivados no Brasil e nosso compromisso com o desenvolvimento e crescimento, operamos a maioria dos campos produtivos de petróleo e gás do Brasil e detemos uma ampla base de reservas provadas e uma infra-estrutura operacional totalmente desenvolvida. Em 2007, nossa produção média nacional de hidrocarbonetos foi de 2.065 mboe/d, estimado em 98,5% do total da produção brasileira. Mais de 81% de nossas reservas provadas estão localizadas em grandes e contíguos campos marítimos de alta produtividade na Bacia de Campos, permitindo a concentração de nossa infra-estrutura operacional e contendo nossos custos de exploração, desenvolvimento e produção. Em nossos 39 anos trabalhando nas bacias marítimas do Brasil, desenvolvemos um conhecimento especial de exploração e produção em águas profundas, que utilizamos tanto no Brasil quanto em outras províncias petrolíferas marítimas.

Operamos a grande parte da capacidade de refino no Brasil. A maioria de nossas refinarias estão localizadas na região Sudeste, nos mercados mais industrializados e de maior população e perto da Bacia de Campos, que fornece grande parte de nosso petróleo bruto. A capacidade nacional de refino, de 1.986 mbb/d, está alinhada com a produção nacional de petróleo bruto, de 1.792

mmbbl/d, e vendas de derivados aos mercados nacionais, de 1.725 mmbbl/d. Também estamos envolvidos na produção de petroquímicas e fertilizantes. Distribuimos os derivados através de nossa própria rede "BR" de varejo e também para atacadistas.

Participamos na maioria dos aspectos do mercado brasileiro de gás natural. Este mercado tem sido limitado pelo nível de produção nacional de gás e por nossa infra-estrutura de transporte e distribuição. No futuro, esperamos um crescimento substancial em nossas atividades no segmento de gás natural, na medida que aumentamos a produção de gás associado e não-associado, principalmente de campos marítimos nas bacias de Campos, Espírito Santo e Santos, e ampliamos a infra-estrutura de gás no Brasil.

Internacionalmente, a Companhia atua em 23 países. Na América Latina, nossas operações variam de exploração e produção a refino, comercialização, serviços de varejo e gasodutos. Na América do Norte, produzimos petróleo e gás e temos operações de refino nos Estados Unidos. Na África, produzimos petróleo em Angola, e na Ásia, temos operações de refino no Japão. Nos outros países, estamos

envolvidos somente na exploração de petróleo e gás.

Nossas atividades abrangem cinco segmentos de negócios:

- Exploração e Produção: a exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás no Brasil;
- Abastecimento: o refino, a exportação e importação de petróleo bruto e derivados, petroquímica e fertilizantes no Brasil;
- Distribuição: a distribuição de derivados aos atacadistas e através de nossa rede "BR" de varejo no Brasil;
- Gás e Energia: a transmissão e distribuição de gás, a geração de energia elétrica utilizando gás natural e fontes de energia renováveis, e operações de biocombustíveis no Brasil; e
- Internacional: a exploração e produção, abastecimento (refino, petroquímica e fertilizantes), distribuição e operações de gás natural e energia fora do Brasil.

A seguinte tabela apresenta informações fundamentais para cada segmento em 2007:

	Exploração & Produção	Abastecimento	Distribuição	Gás e Energia	Internacional	Corporativo	Eliminações	Total do Sistema
	(U.S.\$ million)							
Receita operacional líquida.....	41.991	69.549	23.320	4.912	9.101	—	(61.138)	87.735
Resultado antes da tributação e participações minoritárias.....	21.599	4.171	676	(947)	(237)	(4.872)	(1.091)	19.299
Ativo total em 31 de dezembro.....	53.175	31.218	5.652	15.536	11.717	19.137	(6.720)	129.715
Investimentos.....	9.448	4.488	327	3.223	2.864	628	—	20.978

A seguinte tabela apresenta nossa produção de petróleo e gás natural por região geográfica em 2007, 2006 e 2005:

	2007			2006			2005		
	Petróleo (mbl/d)	Gás Nat. (mmcf/d)	Total (mboe/d)	Petróleo (mbl/d)	Gás Nat. (mmcf/d)	Total (mboe/d)	Petróleo (mbl/d)	Gás Nat. (mmcf/d)	Total (mboe/d)
Brasil:									
Marítima:									
Bacia de Campos.....	1.475,3	750,0	1.600,3	1.468,3	759,1	1.594,9	1.404,7	752,4	1.530,2
Outras.....	87,8	281,8	134,8	77,4	256,5	120,1	35,9	171,9	64,5
Total Marítima.....	1.563,1	1.031,8	1.735,1	1.545,7	1.015,6	1.715,0	1.440,6	924,3	1.594,7
Terrestre.....	229,0	605,0	329,8	232,0	644,0	339,3	243,5	718,5	363,2
Total Brasil(1).....	1.792,1	1.636,8	2.064,9	1.777,7	1.659,6	2.054,3	1.684,1	1.642,8	1.957,9
Internacional:									
Argentina.....	54,4	287,3	102,3	62,1	274,9	107,9	61,9	253,1	104,1
Bolívia.....	9,3	308,8	60,8	8,9	288,9	57,0	8,5	273,8	54,1
Colômbia.....	16,6	0,1	16,6	16,8	0,2	16,9	16,5	0,4	16,6
Equador.....	10,4	0,0	10,4	11,9	0,0	11,9	9,1	0,0	9,1
Peru.....	13,3	11,0	15,1	12,7	10,9	14,6	12,6	10,7	14,3
Venezuela.....	0,0	0,0	0,0	10,5	4,3	11,2	44,2	20,2	47,6
Estados Unidos.....	4,7	40,8	11,5	1,4	15,9	4,0	1,7	17,2	4,6
Angola.....	3,6	0,0	3,6	5,3	0,0	5,3	8,3	0,0	8,3
Total Internacional.....	112,3	648,0	220,3	129,6	595,1	228,8	162,8	575,4	258,7
Total produção consolidada.....	1.904,4	2.284,8	2.285,2	1.907,3	2.254,7	2.283,1	1.846,9	2.218,2	2.216,6
Participações e coligadas não consolidadas: (2)									
Venezuela.....	13,9	11,5	15,9	12,6	11,5	14,4	-	-	-
Produção global.....	1.918,3	2.296,3	2.301,1	1.919,9	2.266,2	2.297,5	1.846,9	2.218,2	2.216,6

(1) O total de produção no Brasil inclui volumes de gás reinjetados, não incluídos em nossas reservas provadas.

(2) Empresas nas quais a Petrobras tem participação minoritária.

As seguintes tabelas apresentam as estimativas de nossas reservas provadas líquidas desenvolvidas e não desenvolvidas de petróleo bruto e gás natural por região, em 31 de dezembro de 2007:

	Desenvolvidas	Não desenvolvidas	Total
	(mmbbl)		
Brasil:			
Marítima:			
Bacia de Campos	4.556,3	3.494,0	8.050,3
Outras	187,5	150,2	337,7
Total Marítima	4.743,8	3.644,2	8.388,0
Terrestre	505,9	244,6	750,5
Total Brasil	5.249,7	3.888,8	9.138,5
Internacional:			
Argentina	86,9	31,7	118,6
Bolívia	29,3	1,0	30,3
Colômbia	18,9	11,4	30,3
Equador	15,2	28,6	43,8
Peru	46,9	51,4	98,3
Estados Unidos	9,0	17,7	26,7
Angola	3,4	0,4	3,8
Nigéria	0,0	62,5	62,5
Total Internacional	209,6	204,7	414,3
Sistema	5.459,3	4.093,5	9.552,8
Participações e coligadas não consolidadas(1) ...	33,4	26,7	60,1

(1) Empresas nas quais a Petrobras tem participação minoritária.

	Desenvolvidas	Não desenvolvidas	Total
	(bncf)		
Brasil:			
Marítima:			
Bacia de Campos	2.354,4	2.021,8	4.376,2
Outras	911,5	2.609,7	3.521,2
Total Marítima	3.265,9	4.631,5	7.897,4
Terrestre	1.369,1	811,8	2.180,9
Total Brasil	4.635,0	5.443,3	10.078,3
Internacional:			
Argentina	540,2	517,3	1.057,5
Bolívia	1.079,3	41,4	1.120,7
Colômbia	0,6	0,7	1,3
Equador	1,6	2,6	4,2
Peru	35,3	40,7	76,0
Estados Unidos	84,4	57,4	141,8
Total Internacional	1.741,4	660,1	2.401,5
Sistema	6.376,4	6.103,4	12.479,8
Participações e coligadas não consolidadas(1) ...	44,2	22,7	66,9

(1) Empresas nas quais a Petrobras tem participação minoritária.

Calculamos as reservas com base nas previsões da produção de campo, que depende de vários parâmetros técnicos, tais como interpretação sísmica, mapas geológicos, testes de poços e dados econômicos. Todas as estimativas de reserva envolvem algum grau de incerteza, que varia de acordo, principalmente, com

a quantia de dados geológicos e técnicos confiáveis que estão disponíveis no momento da estimativa, e da interpretação desses dados. Portanto, as estimativas são feitas se utilizando os dados mais confiáveis disponíveis no momento da estimativa, de acordo com as melhores práticas da indústria de petróleo e gás. A DeGolyer e

MacNaughton (D&M) analisou e certificou 89% de nossas estimativas de reservas provadas nacionais de petróleo bruto, condensado e gás natural em 31 de dezembro de 2007. As estimativas para a certificação foram realizadas de acordo com a Norma 4-10 do Regulamento S-X da SEC. Veja "Informações Complementares sobre as Atividades da Produção de Petróleo e Gás", que começam na página F-147, para mais detalhes a respeito de nossas reservas provadas.

As afirmações nesse Item 4 a respeito dos projetos de exploração e desenvolvimento e as estimativas de produção são declarações de expectativas futuras e, consequentemente, sujeitas a significativos riscos e incertezas. Embora acreditemos que as expectativas refletidas nas declarações de expectativas futuras são razoáveis, não podemos garantir que os níveis realizados nas atividades, produção ou desempenho atenderão essas expectativas. Veja Item 3 - "Informações Fundamentais —Fatores de Risco".

Na qualidade de emissor privado estrangeiro, estamos isentos de muitas normas de governança corporativa que a Bolsa de Valores de Nova Iorque (NYSE) aplica aos emissores nacionais dos E.U.A. listados na NYSE. De acordo a Cláusula 303A.11 do Manual de Companhias Listadas da NYSE, divulgamos um resumo das diferenças significativas entre as normas da NYSE e nossas práticas de governança corporativa em nosso site, www.petrobras.com.

Exploração e Produção

As atividades da exploração e produção de petróleo e gás no Brasil representam a parte maior do portfólio da Companhia. Em 1970, produzimos 164 mbbl/d de petróleo bruto, condensado e líquidos de gás natural no Brasil. Aumentamos a produção para 181 mbbl/d em 1980, 654 mbbl/d em 1990, 1.271 mbbl/d em 2000 e 1.792 mbbl/d em 2007. Em 1974, fizemos nossa primeira descoberta na Bacia de Campos, fora do litoral brasileiro, uma região que hoje é responsável por mais de

81% das nossas reservas provadas. Procuramos aumentar nossas reservas e produção de petróleo e gás de forma sustentável e sermos reconhecidos pela excelência nas operações de Exploração e Produção. Nossas principais metas são:

- explorar e desenvolver nossos recursos petrolíferos em águas cada vez mais profundas na Bacia de Campos;
- explorar e desenvolver as outras duas bacias marítimas mais promissoras no Brasil: Espírito Santo (óleo leve, óleo pesado e gás) e Santos (gás e óleo leve);
- desenvolver os recursos de gás na Bacia de Santos e em outros locais para atender a crescente demanda no Brasil para gás, e aumentar a contribuição do gás nacional no atendimento daquela demanda;
- explorar e desenvolver as jazidas potencialmente consideráveis na camada do pré-sal das bacias de Espírito Santo, Campos e Santos; e
- sustentar e aumentar a produção dos campos terrestres, através de sondagens e técnicas de recuperação avançadas.

Nas novas áreas, nossas atividades tipicamente começam com pesquisas geológicas e atividades sísmicas, seguidas por sondagens exploratórias. Quando os resultados são animadores, prosseguimos com testes de longa duração, sondagens de desenvolvimento e produção-piloto, que geralmente envolve investimentos substanciais. Normalmente, precisa-se de vários anos até que a atividade de exploração bem sucedida seja refletida no aumento das reservas e da produção.

Durante 2007, a nossa produção média de petróleo e gás no Brasil foi de 2.065 mboe/d, do qual 87% era de petróleo e 13% era de gás natural. Nossas reservas provadas líquidas de petróleo bruto e gás natural no Brasil, em 31 de dezembro de

2007, foram estimadas em aproximadamente 10,82 bilhões de boe, dos quais 84% era de petróleo bruto e 16% era de gás natural. O Brasil foi responsável por 90% de nossa produção global em 2007 e representou 92% de nossas reservas globais em 31 de dezembro de 2007, numa base de barris de óleo equivalente. Historicamente, aproximadamente 85% de nossa produção total no Brasil tem sido de petróleo; futuramente, pretendemos aumentar a participação do gás natural para atender a crescente demanda nacional.

Os campos de petróleo mais ricos do Brasil estão situados em áreas marítimas, a maioria em águas profundas. Desde 1971, quando começamos a exploração na Bacia de Campos, temos operado nessas águas, ficando reconhecidos mundialmente como inovadora nas tecnologias necessárias para a exploração e produção de hidrocarbonetos em águas profundas e ultraprofundas. Operamos mais na produção (numa base de boe) de campos localizados em águas profundas e ultraprofundas do que qualquer outra companhia.¹ Em 2007, nossa produção marítima representou 87% de nosso total e a produção em águas profundas foi responsável por 75% de nossa produção no Brasil. Em 31 de dezembro de 2007, operávamos 136 poços em lâmina d'água de mais de mil metros (3.281 pés). Até 31 de dezembro de 2007, tínhamos perfurado cerca de 300 poços exploratórios em lâmina d'água de mais de mil metros (3.281 pés), o mais profundo sendo o poço exploratório 1-RJS-567, no Bloco BC-100, com lâmina d'água de 2.853 metros (9.360 pés). Continuamos a aperfeiçoar nossas tecnologias de águas profundas. Veja Item 5. "Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras — Pesquisa e Desenvolvimento".

Calculados numa base por poço, os custos da exploração, desenvolvimento e produção marítima são geralmente mais altos do que na terra, mas conseguimos compensar os custos superiores com melhores índices de sucesso, descobertas

maiores e volumes de produção superiores. Historicamente, tivemos êxito na descoberta e desenvolvimento de importantes jazidas petrolíferas nas áreas marítimas, o que nos permitiu economias de escala, diluindo os custos totais da exploração, desenvolvimento e produção em uma base ampla. Se focalizando nas oportunidades perto da infra-estrutura de produção existente, limitamos a necessidade de incrementos de capital no desenvolvimento de campos novos.

¹ Fonte: PFC Energy

Nossas atividades de exploração e produção fora do Brasil estão incluídas em nosso segmento Internacional. Veja “—Internacional”.

Exploração e Produção: Informações Fundamentais

	<u>2007</u>	<u>2006</u>	<u>2005</u>
		(U.S.\$ milhões)	
Receita operacional líquida	41.991	35.738	28.824
Resultado antes da tributação e participações minoritárias...	21.599	18.441	14.453
Ativo total em 31 de dezembro	53.175	38.366	29.626
Investimentos	9.448	7.329	6.127

Informações a respeito de nossos principais campos produtores de petróleo e gás no Brasil estão resumidas na tabela a seguir.

Bacias	Campos	Petrobras %	Tipo	Conteúdo (1)
Alagoas	Pilar/Rio Remedio	100%	Terrestre	Óleo Leve / Gás Natural
Camamu	Manati	35%	Águas Razas	Gás Natural
Campos	Albacora	100%	Águas Razas	Óleo Intermediário
			Águas Profundas	Óleo Intermediário
	Albacora Leste	90%	Águas Profundas	Óleo Intermediário
	Barracuda	100%	Águas Profundas	Óleo Intermediário
	Bicudo	100%	Águas Razas	Óleo Intermediário
	Bijupirá/Salema	22.4% ²	Águas Profundas	Óleo Intermediário
	Bonito	100%	Águas Razas	Óleo Intermediário
	Carapeba	100%	Águas Razas	Óleo Intermediário
	Caratinga	100%	Águas Profundas	Óleo Intermediário
	Cherne	100%	Águas Razas	Óleo Intermediário
	Corvina	100%	Águas Razas	Óleo Intermediário
	Enchova	100%	Águas Razas	Óleo Pesado
	Espadarte	100%	Águas Profundas	Óleo Intermediário
	Jubarte	100%	Águas Profundas	Óleo Pesado
	Marimba	100%	Águas Profundas	Óleo Intermediário
	Marlim	100%	Águas Profundas	Óleo Pesado
	Marlim Sul	100%	Águas Profundas	Óleo Intermediário
	Namorado	100%	Águas Razas	Óleo Intermediário
	Pampo	100%	Águas Razas	Óleo Intermediário
	Pargo	100%	Águas Razas	Óleo Intermediário
Roncador	100%	Águas Ultraprofundas	Óleo Intermediário	
Vermelho	100%	Águas Razas	Óleo Pesado	
Voador	100%	Águas Profundas	Óleo Pesado	
Espírito Santo	Fazenda Alegre	100%	Terrestre	Óleo Pesado
	Peroá	100%	Águas Razas	Óleo Leve
	Golfinho	100%	Águas Profundas	Óleo Intermediário
			Águas Ultraprofundas	Óleo Intermediário
Potiguar	Canto do Amaro/Alto da Pedra/Cajazeira	100%	Terrestre	Óleo Intermediário / Gás Natural
	Estreito/Rio Panon	100%	Terrestre	Óleo Pesado / Gás Natural
Rio Grande do Norte	Jandaia	100%	Terrestre	Óleo Leve
	Miranga	100%	Terrestre	Óleo Leve / Gás Natural
Santos	Merluza	100%	Águas Razas	Gás Natural
Sergipe	Carmopolis	100%	Terrestre	Óleo Intermediário
	Sirirzinho	100%	Terrestre	Óleo Intermediário
Solimões	Leste do Urucu	100%	Terrestre	Óleo Leve / Gás Natural
	Rio Urucu	100%	Terrestre	Óleo Leve / Gás Natural

(1) Óleo Pesado = até 22° API; Óleo Intermediário = 22° API a 31° API; Óleo Leve = mais de 31° API

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

Conduzimos as nossas atividades de exploração, desenvolvimento e produção no Brasil por meio de contratos de

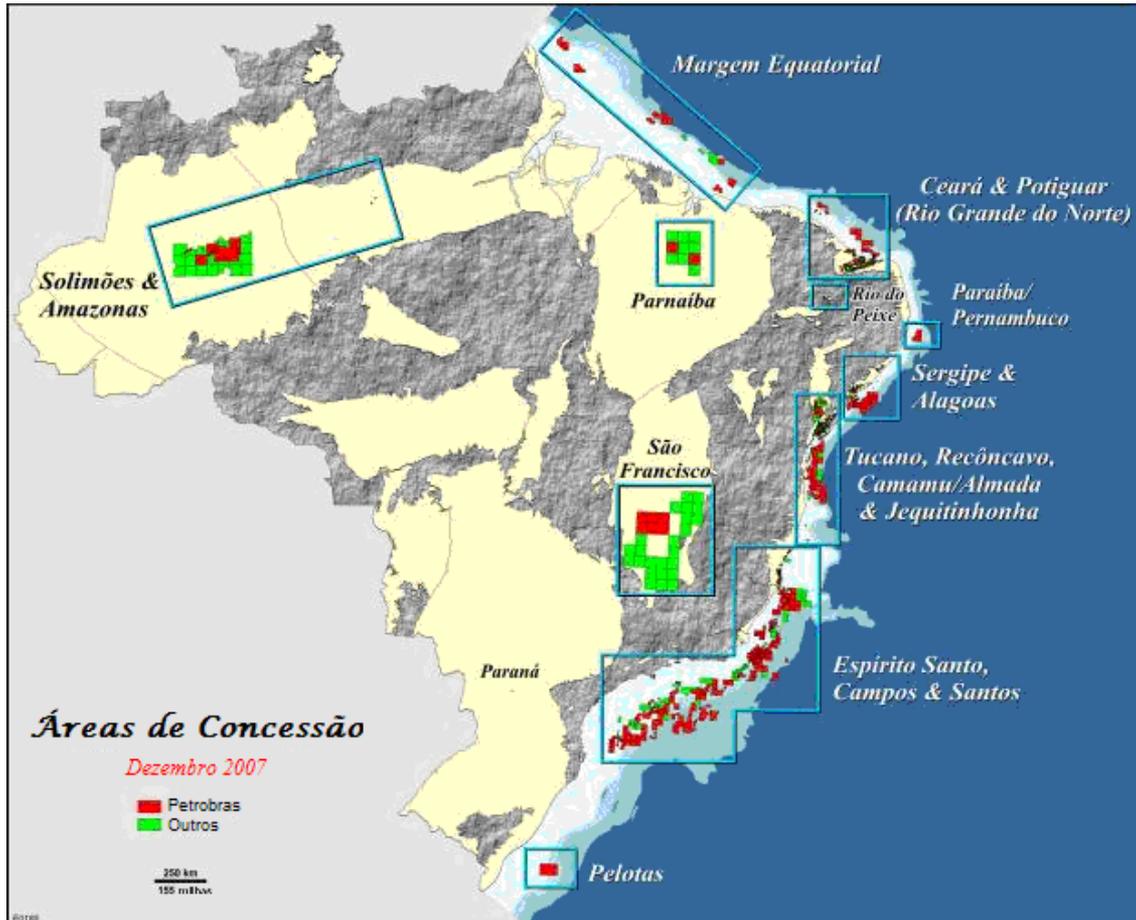
concessão, que obtivemos através da participação em rodadas de licitações realizadas pela ANP. Algumas de nossas

atuais concessões, conhecidas como os contratos de concessão da “Rodada Zero”, foram concedidas pela ANP em 1998, sem leilão, em conformidade com as disposições da Lei do Petróleo. Desde aquela época, temos participado em todas as rodadas de licitações, e na 9ª Rodada, de novembro de 2007, adquirimos 27 dos

271 blocos oferecidos, totalizando 10.476 km² (2,6 milhões de acres).

Nossos esforços na exploração e produção de petróleo e gás nacional estão focalizados principalmente em três grandes bacias marítimas offshore no sudeste do Brasil: Campos, Espírito Santo e Santos.

O seguinte mapa mostra nossas áreas de concessão no Brasil em dezembro de 2007.



Bacia de Campos

A Bacia de Campos, cobrindo uma área de aproximadamente 115 mil km² (28,4 milhões de acres), é a mais prolífica bacia de petróleo e gás no Brasil, mensurada pelas reservas provadas de hidrocarbonetos e a produção anual. Desde que iniciamos a exploração dessa área, em 1971, mais de 60 acumulações de hidrocarbonetos foram descobertas,

incluindo oito grandes campos petrolíferos em águas profundas e ultraprofundas. A Bacia de Campos é a nossa maior região produtora de petróleo e gás, que gerou uma média de 1.475,3 mbbbl/d de petróleo e 19,9 mmm³/d (750 mmcf/d) de gás natural associado durante 2007, representando 78% de nossa produção total no Brasil. Em 31 de dezembro de 2007, tínhamos 34 campos em produção, gerando uma média de 1.493,7 mbbbl/d de

petróleo e com reservas provadas de petróleo bruto que representavam 88% do total de nossas reservas provadas de petróleo bruto no Brasil. Na mesma data, tínhamos reservas provadas de gás natural na Bacia de Campos Basin que representavam 43% do total de nossas reservas provadas de gás natural no Brasil. Nós operávamos 29 sistemas de produção flutuantes, 14 plataformas fixas e 4.969 km (3.088 milhas) de dutos e tubos flexíveis numa lâmina d'água que varia desde 80 a 1.886 metros (262 a 6.188 pés), produzindo petróleo com uma densidade relativa média de 22,7° API e uma média de corte de água de 1%.

Esperamos que a produção futura de novas fontes na Bacia de Campos venha predominantemente de campos localizados em águas profundas. Atualmente, estamos desenvolvendo sete importantes projetos na Bacia de Campos: Marlim Sul - Módulos 2 e 3, Marlim Leste, Marlim Leste - Módulo 2, Espadarte - Fase III, Roncador - Módulo 3, e Jubarte - Fase II.

Em 31 de dezembro de 2007, detínhamos os direitos de exploração em 30 blocos na Bacia de Campos, totalizando uma área de 8.517 km² (2,1 milhões de acres).

Bacia do Espírito Santo

Realizamos várias descobertas de óleo leve e gás natural na Bacia do Espírito Santo, uma região que abrange aproximadamente 75 mil km² (18,5 milhões de acres) marítimos e 14 mil km² (3,5 milhões de acres) na terra. Em 31 de dezembro de 2007, estávamos produzindo a partir de 43 campos a uma taxa média de 72,6 mbbbl/d e tínhamos reservas provadas de petróleo bruto que representavam 2% de nosso total de reservas provadas de petróleo bruto no Brasil. Na mesma data, estávamos produzindo gás natural a uma taxa média de 1,8 mmm³/d (67,9 mmcf/d) e tínhamos reservas provadas de gás natural que representavam 6% de nosso total de reservas provadas de gás natural no Brasil.

Iniciamos a execução de um plano para aumentar a produção de gás na bacia em 18,7 mmm³/d (660,4 mmcf/d) até 2010. Como parte desse plano, começamos a produção no campo Golfinho em 2007, através do FPSO - *Cidade de Vitória*, com capacidade de 100 mbbbl/d de petróleo e 3,5 mmm³/d (124 mmcf/d) de gás, e estamos desenvolvendo o campo Camarupim, em águas profundas, onde a produção deve começar no final de 2008.

Em 31 de dezembro de 2007, detínhamos os direitos de exploração em 46 blocos, 29 terrestres e 17 marítimos, totalizando uma área de 9.678 km² (2,4 milhões de acres).

Bacia de Santos

A Bacia de Santos, cobrindo uma área de aproximadamente 352 mil km² (87 milhões de acres) fora do litoral do estado São Paulo, perto da cidade de Santos, é uma das áreas de exploração marítimas mais promissoras do Brasil e o foco de nossos planos para o desenvolvimento do gás natural do país. Em 31 de dezembro de 2007, estávamos produzindo a partir de dois campos a uma taxa média de 2,4 mbbbl/d e tínhamos reservas provadas de petróleo bruto que representavam 1% de nosso total de reservas provadas de petróleo no Brasil. Na mesma data, estávamos produzindo gás natural a uma taxa média de 0,9 mmm³/d (34,8 mmcf/d) e tínhamos reservas provadas de gás natural que representavam 22% do nosso total de reservas provadas de gás natural no Brasil. Em janeiro de 2006, aprovamos o Plano Diretor para o Desenvolvimento da Produção de Gás Natural e Petróleo na Bacia de Santos, envolvendo o investimento de U.S.\$18 bilhões ao longo de um período de dez anos, o qual aumentará significativamente nossa produção de gás para atender a crescente demanda de gás nacional. Subsequentemente, criamos outro plano, conhecido como o Plangás, para acelerar a produção de gás e estabelecer uma infra-estrutura de apoio nas bacias de Santos e Espírito Santo. Esperamos que esses planos de

investimento elevem nossa produção de gás na bacia de Santos de 0,03 bnct/d em 2007 para 0,35 bnct/d em 2010.

Os planos para o desenvolvimento do gás da Bacia de Santos abrangem:

- Mexilhão, situado nas águas rasas do Bloco BS-400, é programado para começar a produzir em 2010, com uma produção inicial de aproximadamente 6,5 mmm³/d (229,5 mmct/d) e potencial de crescimento até 8,0 mmm³/d (282,5 mmct/d) em 2012; e
- Urugua-Tambaú terá uma taxa de produção inicial de 3,5 mmm³/d (123,6 mmct/d) em 2010, com potencial de crescimento até 7,0 mmm³/d (247,2 mmct/d) de gás e 30 mbb/d de óleo leve em 2012.

Em 31 de dezembro de 2007, detinhamos os direitos de exploração em 58 blocos na bacia de Santos, totalizando 36.669 km² (9,0 milhões de acres).

Outras Bacias

Produzimos hidrocarbonetos e temos áreas exploratórias em mais oito bacias no Brasil. Dessas, as mais importantes estão nas águas rasas da Bacia de Camamu e nas bacias terrestres de Potiguar, Reconcavo, Rio Grande do Norte, Sergipe, Alagoas e Solimões. Embora nossa produção terrestre é principalmente em campos maduros, pretendemos manter e até aumentar ligeiramente a produção destes campos no futuro, por meio de técnicas de recuperação avançadas.

Durante 2007, completamos os seguintes desenvolvimentos nas bacias de Sergipe e Camamu-Almada:

- o campo de Piranema, na Bacia de Sergipe, utilizando o FPSO-SSSP 300, com uma capacidade de 30 mbb/d; e

- o campo de Manati, na Bacia de Camamu, com uma capacidade de 8 mmm³/d (282,5 mmct/d) de gás natural.

Em 31 de dezembro de 2007, estávamos com um total de 312 contratos de produção, com responsabilidade exclusiva (100% de participação) em 288 deles. Somos os operadores em 13 dos 24 empreendimentos em conjunto (*joint ventures*).

A tabela a seguir apresenta nossos principais projetos de desenvolvimento nas diversas bacias e sua capacidade produtiva:

Campos	Tipo de Unidade	Unidade de Produção	Capacidade Nominal (bbl/d)	Capacidade Nominal (mcf/d)	Lâmina D'Água (metros)	Início (ano)	Observações
Espadarte - Módulo 2.....	FPSO	Cidade do Rio de Janeiro	100.000	88.285	1.350	2007	Afretado de Modec
Golfinho - Módulo 2.....	FPSO	Cidade de Vitória	100.000	123.599	1.360	2007	Afretado de Saipem
Piranema	FPSO	Sevan Piranema	30.000	84.754	1.090	2007	Afretado de Sevan Marine
Roncador - Fase II	SS	P-52	180.000	264.855	1.800	2007	
Roncador - Módulo 2	FPSO	P-54	180.000	211.884	1.400	2007	
Marlim Leste - Módulo 2...	FPSO	Cidade de Niteroi	100.000	123.599	1.400	2008	Afretado de Modec
Marlim Leste	FPU	P-53	180.000	211.884	1.090	2008	
Marlim Sul - Módulo 2	SS	P-51	180.000	211.884	1.255	2008	
Camurupim	FPSO	Cidade de São Mateus	25.000	353.140	720	2008	Afretado de Prosafe
Frade (1)	FPSO	n/a	100.000	81.222	900	2009	
Ostra (2)	FPSO	Espírito Santo	100.000	49.440	1.600	2009	
Mexilhão	Plataforma Fixa	PMXL-1	0	529.710	172	2010	
Urugua-Tambau	FPSO	Cidade de Santos	35.000	353.140	1.300	2010	Afretado de Modec
Piloto de Tupi	n/a	n/a	100.000	123.603	2.200	2010	
Cachalote e Baleia Franca	FPSO	Capixaba	100.000	123.599	n/a	2010	
Marlim Sul - Módulo 3	SS	P-56	100.000	211.884	n/a	2011	
Jubarte - Fase II	FPSO	P-57	180.000	70.628	1.300	2011	
Espadarte - Módulo 3.....	n/a	n/a	100.000	88.285	n/a	2012	
Roncador - Módulo 4	FPSO	P-62	100.000	211.884	n/a	2012	

(1) Petrobras 30%, Chevron (operadora) 51,74%, Frade Japão 18,26%.

(2) Petrobras 35%, Shell (operadora) 50%, ONGC (Oil and Natural Gas Company) 15%.

Exploração

Em 31 de dezembro de 2007, estávamos com 166 contratos de exploração, envolvendo 330 blocos, e 312 contratos de produção. Em 68 dos 166 contratos de exploração, temos a responsabilidade exclusiva por conduzir as atividades de exploração. Em 31 de dezembro de 2007, tínhamos parcerias de exploração com 28 empresas estrangeiras e nacionais, num total de 98 contratos. Em 66 desses 98 empreendimentos em conjunto, a Companhia conduz as atividades de exploração.

Nós focalizamos grande parte de nossos esforços de exploração nas sondagens em águas profundas, onde as descobertas são significativamente maiores e nossa tecnologia e conhecimento geram

vantagens competitivas. Em 2007, investimos o total de U.S.\$1,72 bilhões em atividades de exploração no Brasil e perfuramos um total de 109 poços exploratórios, dos quais 32 eram marítimos e 77 eram terrestres. Deste total, 64 tiveram êxito, um índice de sucesso de 59%.

De acordo com a nossa estratégia, estamos explorando a camada de pré-sal que se estende por uma área de aproximadamente 800 km por 200 km abaixo das bacias do Espírito Santo, Campos e Santos. Perfuramos 17 poços nessa região, e todos encontravam hidrocarbonetos. Somos a operadora em todas essas áreas exploratórias, com a exceção da BM-S-22, com participações que variam entre 20% e 100%. Na parte sul da região, onde a camada de sal é grossa e os hidrocarbonetos ficaram mais retidos,

fizemos descobertas especialmente promissoras, incluindo o Bloco BM-S-11 (Tupi) em 2007 e o Bloco BM-S-24 (Jupiter) no início de 2008. Já iniciamos um programa de sondagens adicionais e de produção piloto, para aprender mais sobre essas descobertas e quantificar o volume das reservas, e nossa expectativa é que não sejam classificadas como provadas antes de 2010.

Em virtude das áreas marítimas brasileiras estarem geograficamente distantes de outras regiões petrolíferas marítimas, e sendo que freqüentemente realizamos sondagens em águas excepcionalmente profundas, planejamos muito cuidadosamente para nossas futuras necessidades de sondas de perfuração.

Utilizando uma combinação de sondas próprias e unidades contratadas por períodos de cinco anos ou mais, historicamente, temos conseguido assegurar a disponibilidade das sondas para atender nossas necessidades, e a preços médios diários menores do que se tivéssemos contratado as unidades à vista. Estamos constantemente avaliando nossa necessidade de sondas, renovando os contratos de sondagem, contratando com antecedência as sondas que precisaremos, e incentivando a construção de novas sondas através da assinatura de arrendamentos operacionais de longo-prazo com os empreiteiros, para sondas ainda não construídas.

SONDAS EM USO PARA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO

	Em 31 de dezembro					
	2007		2006		2005	
	Afretadas	Próprias	Afretadas	Próprias	Afretadas	Próprias
Terrestres	14	13	6	13	9	13
Marítimas, por Lâmina D'Água (LA)...	27	8	24	9	24	10
Plataformas auto-eleváveis	1	4	1	5	1	6
Plataformas flutuantes:						
500 a 1000 metros LA.....	6	2	4	2	2	2
1000 a 1500 metros LA.....	10	1	10	1	11	1
1500 a 2000 metros LA.....	7	1	7	1	6	1
2000 a 2500 metros LA.....	2	0	1	0	1	0
2500 a 3000 metros LA.....	1	0	1	0	3	0

Fechamos contratos de cinco a sete anos, começando em 2009 e 2010, para sete novas sondas. Duas dessas unidades operarão em lâminas d'água de até 2.000 metros (6.560 pés), quatro em até 2.400 metros (7.830 pés), e a outra unidade fará sondagens em lâminas d'água de até 3.000 metros (9.840 pés).

A elevação dos preços do petróleo aqueceu o mercado para equipamentos de produção de petróleo e gás. Já tomamos medidas para minimizar os custos e riscos, padronizando nossos equipamentos sempre que possível. Isso nos permite adquirir equipamentos antes da formalização dos planos de desenvolvimento, sendo que temos a opção de usar o equipamento em outros

desenvolvimentos se o projeto original é modificado ou adiado.

Reservas

Em 31 de dezembro de 2007, nossas estimadas reservas de petróleo bruto e gás natural no Brasil totalizavam 10,82 bilhões de barris de óleo equivalente, compreendendo: 9,14 bilhões de barris de petróleo bruto e líquidos de gás natural (LGN) e 267,05 bnm³ (10,08 tcf) de gás natural. Nossas reservas nacionais provadas e desenvolvidas de petróleo bruto, naquela data, representavam 57% de nosso total de reservas nacionais provadas de petróleo bruto, desenvolvidas e não desenvolvidas. Nossas reservas nacionais provadas e desenvolvidas de gás natural representavam 46% de nosso total de

reservas nacionais provadas de gás natural, desenvolvidas e não desenvolvidas. O total das reservas nacionais provadas de petróleo bruto aumentaram a uma média de crescimento anual de 1% nos últimos cinco anos. As reservas provadas de gás natural aumentaram a uma média de crescimento anual de 7% no mesmo período.

Estamos conversando com a ANP sobre a possibilidade de estender nossas concessões de produção para os nossos maiores campos produtivos. Em 2007, recebemos uma resposta positiva da ANP a respeito da extensão da concessão para o campo Marlim, o que resultou na elevação de nossas reservas provadas naquele campo. Estamos examinando com a ANP possíveis emendas semelhantes às outras concessões de produção.

Veja “—Visão Geral do Sistema”, e “Informações Complementares sobre as Atividades da Produção de Petróleo e Gás” em nossas auditadas demonstrações financeiras consolidadas para mais detalhes sobre nossas reservas provadas.

Abastecimento

A Petrobras é uma empresa integrada com uma participação dominante no mercado nacional. Nossa capacidade de refino no Brasil representa 98,4% da capacidade de refino total do país e proporcionamos quase todas as

necessidades de produtos refinados dos atacadistas, exportadores e companhias petroquímicas, além das necessidades de nosso próprio segmento de Distribuição. Possuímos e operamos onze refinarias no Brasil, com uma capacidade de processamento líquido de 1.986 mbbl/d, o que nós torna a oitava maior refinadora do mundo entre as companhias listadas em bolsa de valores.

Operamos uma extensa e complexa infra-estrutura de dutos e terminais, além de uma frota de navios para o transporte de petróleo bruto e derivados aos mercados nacionais e internacionais. A maioria de nossas refinarias estão situadas perto de nossos oleodutos, instalações de estocagem, dutos para produtos refinados e principais instalações petroquímicas, para facilitar o acesso tanto às fontes de petróleo bruto quanto aos usuários finais.

Também importamos e exportamos petróleo bruto e derivados. A importação de determinados derivados, especialmente óleo diesel, é para suprir a demanda brasileira que excede a capacidade de refino nacional daqueles produtos. Esperamos que a necessidade de importações diminuirá no futuro, a medida que acrescentamos capacidade de refino adicional e adaptamos nossas refinarias para facilitar a transformação dos óleos pesados.

Nosso segmento de Abastecimento também inclui atividades nas áreas de petroquímica e fertilizantes que agregam valor aos hidrocarbonetos que produzimos e fornecem insumos para o crescimento da economia brasileira.

Abastecimento: Informações Fundamentais

	<u>2007</u>	<u>2006</u>	<u>2005</u>
	(U.S.\$ milhões)		
Abastecimento:			
Receita operacional líquida	69.549	57.959	45.515
Resultado antes da tributação e participações minoritárias...	4.171	3.850	3.429
Ativo total em 31 de dezembro	31.218	20.820	17.432
Investimentos	4.488	1.936	1.749

Refino

Nossa capacidade de refino no Brasil, em 31 de dezembro de 2007, era de 1.986 mbbl/d e nossa carga média processada durante 2007 foi de 1.779 mbbl/d.

A tabela a seguir demonstra a capacidade instalada de nossas refinarias no Brasil, em 31 de dezembro de 2007, e as médias diárias das cargas processadas de nossas refinarias no Brasil em 2007, 2006 e 2005.

Sigla (Nome)(1)	Localização	Capacidade	Carga Média Processada		
		no final de 2007 (mbbl/d)	2007	2006 (mbbl/d)	2005
LUBNOR.....	Fortaleza (CE)	7	6	7	5
RECAP (Capuava).....	Capuava (SP)	53	42	40	35
REDUC (Duque de Caxias).....	Rio de Janeiro (RJ)	242	243	254	242
REFAP (Alberto Pasqualini).....	Canoas (RS)	189	148	114	116
REGAP (Gabriel Passos).....	Betim (MG)	151	132	136	131
REMAN (Isaac Sabbá).....	Manaus (AM)	46	41	36	35
REPAR (Presidente Getúlio Vargas).....	Araucária (PR)	189	169	183	186
REPLAN (Paulínia).....	Paulínia (SP)	365	348	341	320
REVAP (Henrique Lage).....	São Jose dos Campos (SP)	251	236	211	254
RLAM (Landulpho Alves).....	Mataripe (BA)	323	261	261	249
RPBC (Presidente Bernardes).....	Cubatão (SP)	170	153	163	157
Total		1.986	1.779	1.746	1.730

(1) Temos 100% de participação em todas essas refinarias, com a exceção da REFAP, no qual detemos 70%.

O petróleo bruto que produzimos atualmente no Brasil é relativamente pesado, enquanto nossas refinarias foram projetadas originalmente para processar petróleo leve importado. Ainda importamos petróleo leve para equilibrar a carga em nossas refinarias, e estamos investindo nas refinarias para maximizar nossa capacidade de processar o petróleo nacional. Esses investimentos nos permitirão a flexibilidade de ajustar o mix entre óleos pesados e leves, para tirar proveito dos preços de mercado e equilibrar a produção das refinarias à demanda pelos produtos. Também estamos na fase inicial da construção de uma nova refinaria em Abreu e Lima, no Nordeste do Brasil, com uma capacidade de 200 mbbl/d. Essa refinaria foi projetada para processar petróleo de 16º API e produzirá 140 mbbl/d de óleo diesel, além de GLP, nafta petroquímica, óleo combustível para navios

e coque de petróleo. Planejamos investir em projetos de refinaria destinados a:

- aumentar o valor do petróleo brasileiro por meio da elevação de nossa capacidade de refinar quantidades maiores do petróleo mais pesado produzido no país;
- aumentar a produção dos derivados exigidos pelo mercado brasileiro que atualmente precisamos importar, tais como o óleo diesel;
- aprimorar a qualidade da gasolina e óleo diesel, em conformidade com os regulamentos ambientais mais rigorosos que atualmente estão sendo implementados; e
- reduzir emissões e poluição.

A seguinte tabela apresenta um resumo dos principais investimentos planejados para as nossas refinarias pelo período 2008 a 2012:

Investimentos planejados para 2008-2012	(U.S.\$ milhões)
Qualidade (óleo diesel e gasolina)	8.064
Unidades de coqueamento	2.668
Expansão e adaptação metalúrgica	4.089
Total	14.821

Principais Projetos de Refinaria

Nosso Plano Estratégico abrange investimentos em várias refinarias importantes, principalmente em unidades de hidrotreatamento para reduzir o teor de enxofre e adequá-los aos padrões internacionais e em unidades de coqueamento capazes de transformar óleo pesado em produtos mais leves. Acreditamos que esses investimentos nos permitirão oferecer nas regiões metropolitanas, a partir de 2009, um óleo diesel com um teor de enxofre máximo de apenas 50 partes por milhão, consideravelmente abaixo dos níveis atuais.

De nosso total de U.S.\$14,8 bilhões de investimentos planejados em refinaria para o período de 2008 a 2012, U.S.\$8,0 bilhões serão utilizados para o aprimoramento da qualidade do óleo diesel e gasolina e U.S.\$2,7 bilhões serão para as unidades de coqueamento retardado transformarem óleo combustível em frações mais leves. Os principais investimentos planejados são:

Refinaria (Nome)	Finalidade
LUBNOR (Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste)	Aprimorar a qualidade e melhorar a produção de óleo lubrificante
RECAP (Capuava)	Aprimorar a qualidade do óleo diesel e gasolina
REDUC (Duque de Caxias)	Aumentar o processamento de óleo pesado, aprimorar a qualidade do óleo diesel e gasolina e instalar uma unidade de óleo lubrificante e uma unidade de coqueamento
REFAP (Alberto Pasqualini)	Aprimorar a qualidade do óleo diesel e gasolina
REGAP (Gabriel Passos)	Aprimorar a qualidade do óleo diesel e gasolina
REMAN (Isaac Sabbá)	Instalar unidades de craqueamento térmico suave para aprimorar a qualidade do óleo diesel e gasolina
REPAR (Presidente Getúlio Vargas)	Expandir a refinaria, aumentar o processamento de óleo pesado, aprimorar a qualidade do óleo diesel e gasolina, instalar uma nova unidade de propileno
REPLAN (Paulínia)	Expandir a refinaria, aumentar o processamento de óleo pesado, aprimorar a qualidade do óleo diesel e gasolina, instalar uma nova unidade de propileno
REVAP (Henrique Lage)	Aumentar o processamento de óleo pesado, aprimorar a qualidade do óleo diesel e gasolina, instalar uma nova unidade de propileno
RLAM (Landolpho Alves)	Aprimorar a qualidade do óleo diesel e gasolina
RPBC (Presidente Bernardes)	Aprimorar a qualidade do óleo diesel e gasolina

Importação e Exportação

Através da exportação e importação de petróleo e derivados, procuramos equilibrar a nossa produção e capacidade de refino nacional com as necessidades do mercado e otimizar nossas margens de refino, importando petróleo bruto leve para as nossas refinarias e exportando o excesso de petróleo mais pesado que não precisamos. Nós importamos óleo diesel devido à produção

insuficiente de nossas refinarias brasileiras, e exportamos gasolina principalmente porque o etanol e gás natural veicular (GNV) representam uma parte substancial dos combustíveis para a frota de veículos leves no Brasil. Também exportamos óleo combustível, bem como aproximadamente 74% de nossa produção de óleo combustível para navios.

A tabela a seguir apresenta nossas exportações e importações de petróleo e derivados em 2007, 2006 e 2005:

	<u>2007</u>	<u>2006</u> (mbbl/d)	<u>2005</u>
Exportações(1)			
Petróleo bruto.....	353	335	263
Óleo combustível (incluindo combustível para navios).....	160	168	174
Gasolina.....	59	44	47
Outros.....	43	34	39
Total das Exportações.....	<u>615</u>	<u>581</u>	<u>523</u>
Importações			
Petróleo bruto.....	390	370	352
Óleo diesel e outros destilados.....	83	56	47
GLP.....	29	27	17
Nafta.....	17	20	22
Outros.....	19	15	8
Total das Importações.....	<u>538</u>	<u>488</u>	<u>446</u>

(1) Inclui vendas da PifCo para terceiros não relacionados, inclusive as vendas de petróleo e derivados comprados no mercado internacional.

Logística e Infra-estrutura

Possuímos e operamos uma extensa rede de dutos no Brasil para o transporte de petróleo e derivados, que se conectam com nossos terminais, refinarias e outros pontos de distribuição primário. Em 31 de dezembro de 2007, nossos dutos terrestres e marítimos para petróleo e derivados tiveram uma extensão total de 13.120 km (8.154 milhas). Também operamos 26 terminais aquaviários de estocagem e outros 20 terrestres, com total capacidade nominal para o armazenamento de 65 milhões de barris. Nossos terminais aquaviários operam uma média de 5.000 navios por ano.

Adicionalmente, operamos uma frota de navios próprios ou afretados. Esses fazem viagens de ida e volta entre nossas

bacias marítimas produtoras e o litoral brasileiro, além do transporte internacional em outras regiões da América do Sul, o Mar do Caribe e o Golfo do México, Europa, o Oeste da África e o Oriente Médio. A frota inclui navios de casco duplo, que operam internacionalmente conforme as exigências da lei, e navios de casco simples, que operam somente na América do Sul e na África. Nosso Plano de Negócios prevê a contratação de estaleiros brasileiros para a construção de 42 novos navios até 2013, para a renovação de nossa frota e para dar conta do aumento do volume da produção. Essa renovação incluirá a substituição de navios de casco simples por navios de casco duplo e a substituição dos navios que estão se aproximando ao fim de sua vida útil, de 25 anos.

Já assinamos contratos com três estaleiros para 23 desses navios, para entrega entre 2010 e 2013, que incluem:

- dez navios do tipo Suezmax, a ser fabricados pela Atlantico Sul, em Suape, Pernambuco;
- cinco navios Aframax e quatro navios Panamax, a ser construídos pela Rio Naval, no Rio de Janeiro; e

- quatro navios de produtos (tankers), a ser construídos pelo Estaleiro Mauá, em Niterói.

Provavelmente, continuaremos a afretar embarcações adicionais de acordo com as necessidades no futuro.

A seguinte tabela mostra nossa frota operacional e os navios em construção.

	Operacional		Em Construção	
	Quantidade	Capacidade '000 tpb	Quantidade	Capacidade '000 tpb
Frota Própria:				
Petroleiros	46	2.721.149	23	2.620.450
Navios-Tanque de GLP	6	40.146	0	0
Unidade AHTS (Rebocador de Apoio e Ancoramento)	1	1.920	0	0
Unidade FSO (Flutuante de Transferência e Estocagem)	1	28.903	0	0
Embarcação encostada	1	143.929	0	0
Total	55	2.936.047	23	2.620.450
Navios Afretados:				
Petroleiros	87	8.700.000	0	0
Navios-Tanque de GLP	12	300.000	0	0
Unidade AHTS (Rebocador de Apoio e Ancoramento).....	0	0	0	0
Unidade FSO (Flutuante de Transferência e Estocagem)	0	0	0	0
Total	99	9.000.000	0	0

Antes da promulgação da Lei do Petróleo de 1997, fomos a única empresa autorizada a operar dutos no Brasil e a transportar derivados indo e vindo para o Brasil. De acordo com a Lei do Petróleo, abriram-se as portas para a concorrência aberta na construção e operação de instalações de dutos e se concedeu à ANP o poder de autorizar outras entidades a transportar petróleo bruto, derivados e gás natural. Subseqüentemente, transferimos nossa rede de transporte e armazenamento e a frota para uma subsidiária integral, a Petrobras Transporte S.A.—Transpetro. Temos acesso preferencial à rede da Transpetro, com base em nossos níveis históricos de utilização, e qualquer excesso de capacidade é disponibilizado a terceiros numa base não discriminadora. Na prática, os terceiros fazem pouco uso dessa rede.

Há 30 anos distribuimos etanol ao mercado nacional através de nossos dutos. A medida que a demanda global para o etanol cresce, investimos na expansão da capacidade de nossos dutos para o transporte de etanol e da nossa logística, que abrange:

- conversão do atual duto para derivados, entre Guararema e a Baía da Guanabara, para transportar 2,88 mmm³/a de etanol até janeiro de 2009, com planejamento para ampliação a 4 mmm³/a até dezembro de 2010;
- construção de um novo duto para ethanol, da Paulínia a São Sebastião, para transportar 12,9 mmm³/a de etanol, principalmente para exportação; e

- realização de estudos de viabilidade para o Corredor Sul, um duto adicional para o etanol com a capacidade de transportar 4 mmm³/a.

Petroquímica e Fertilizantes

Nossas operações no segmento da petroquímica propiciam um mercado crescente para o petróleo bruto e outros hidrocarbonetos que produzimos, agregam valor e proporcionam fontes nacionais de produtos que, de outro modo, teriam que ser importados. Pretendemos expandir nossas operações neste setor, no Brasil e em outras partes da América do Sul, de forma integrada com os demais negócios do sistema. Nós temos duas metas principais:

- ampliar a atuação na primeira e segunda geração das atividades petroquímicas e aproveitar as sinergias que agregam valor a nossas operações de refino; e
- desenvolver novas tecnologias para a indústria petroquímica, fundamentadas em craqueamento catalítico fluido (CCF) e polímeros biodegradáveis e biopolímeros.

No passado, o setor petroquímico brasileiro era extremamente fragmentado, com um grande número de companhias

pequenas, muitas das quais não eram competitivas internacionalmente e, portanto, não interessantes como compradores de nossa carga primária. Durante 2007, participamos na consolidação e reestruturação do setor petroquímico no Brasil. Adquirimos duas empresas: Ipiranga Química, em abril de 2007 (numa parceria com Braskem), e Suzano Petroquímica, em novembro de 2007, e juntamos essas e nossas outras operações petroquímicas com as operações de várias outras empresas.

Depois da reestruturação, deteremos participações minoritárias nas duas maiores companhias do setor petroquímico brasileiro, Companhia Petroquímica do Sudeste—CPS (37,3% do capital total e 40% do capital votante) e Braskem (25% do capital total e 30% do capital votante). Somadas, essas empresas operam 27 unidades petroquímicas, produzindo petroquímicos básicos e plásticos, além das associadas operações de distribuição e processamento de resíduos. A tabela a seguir mostra a capacidade de produção primária da CPS e Braskem.

Produtos Petroquímicos	Produção Média Anual (mmt/y)
Companhia Petroquímica do Sudeste—CPS	
Etileno.....	1,02
Propileno.....	0,32
Cumeno.....	0,21
Polietileno	0,81
Polipropileno	0,69
Braskem	
Etileno.....	2,48
Propileno.....	1,13
Polietileno	1,98
Polipropileno	1,04

Essa consolidação melhorará a competitividade da indústria petroquímica brasileira, através da maior integração e economias de escala e melhor acesso ao financiamento para expansão. E por meio de nossas participações minoritárias nessas duas novas empresas petroquímicas de

grande porte, poderemos ter um melhor envolvimento no planejamento das necessidades futuras da indústria.

Estamos com cinco novos projetos petroquímicos em construção ou em estágio técnico ou de projeto:

- Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro—Comperj: com a capacidade de produzir 150 mbbbl/d, essa planta petroquímica usará a nossa inovativa tecnologia própria de CCF Petroquímico para transformar o petróleo pesado brasileiro em petroquímicos básicos e intermediários, resinas plásticas, frações aromáticas, coque, óleo diesel e nafta. Estamos no processo de selecionar os nossos parceiros estratégicos, com o início da produção prevista para 2012;
- Petroquímica Paulínia S.A.: com uma capacidade de 300 mil t/a, essa planta de polipropileno entrará em produção na primeira metade de 2008. PPSA é um empreendimento em conjunto (*joint venture*) com a Braskem, que detém 60% do capital social;
- Companhia Petroquímica Pernambuco—PetroquímicaSuape: com uma capacidade de 640 mil t/a, essa planta de ácido tereftálico purificado entrará em produção em 2009. PetroquímicaSuape é um empreendimento em conjunto (*joint venture*) com a Companhia Integrada Têxtil do Nordeste—Citene, que detém 50% do capital social;
- Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco—Citepe: com uma capacidade de 240 mil t/a, essa planta de fio de poliéster é prevista para entrar em produção em 2009. A Petroquisa terá uma participação de 40% nessa planta; e
- Companhia de Coque Calcinado de Petróleo—Coquepar: três plantas de coque de petróleo calcinado, duas no Rio de Janeiro e uma no Paraná, com uma capacidade total de 750 mil t/a. A primeira é prevista para entrar em produção em 2011. A Coquepar é um empreendimento

em conjunto (*joint venture*) entre a Petroquisa (40%), Unimetal (30%) e Brazil Energy (30%).

Nossas plantas de fertilizantes na Bahia e Sergipe produzem amônia e uréia para o mercado brasileiro. Em 2007, essas plantas venderam um total de 235 mil toneladas métricas de amônia e 824 mil toneladas métricas de uréia. Lideramos os mercados nacionais de ambos os produtos. Em 2007, abrimos uma nova unidade em Sergipe, com a capacidade de produzir 198 mil t/a de uréia granulada. Atualmente, estamos realizando estudos de viabilidade para mais duas unidades de fertilizantes:

- Bahia: uma unidade com a capacidade de produzir 120 mil t/a de ácido nítrico para o Pólo Petroquímico de Camaçari; e
- Centro-Sul do Brasil: uma unidade (UFN-3) para a produção de 1 milhão de t/a de uréia e 760 mil t/a de amônia a partir de gás natural.

Distribuição

Nosso segmento de Distribuição vende, principalmente, os derivados produzidos por nossas operações de Abastecimento, e trabalha para ampliar o mercado nacional desses e outros combustíveis para a área de transporte. Nossas principais metas são:

- criar valor, através do atendimento das crescentes necessidades de nossos clientes para combustíveis, incluindo hidrocarbonetos tradicionais e biocombustíveis;
- manter e expandir a nossa participação de mercado, propiciando a melhor qualidade, serviços e liderança no crescente setor de biocombustíveis.

Suprimos e operamos a rede de postos de serviço líder no mercado de distribuição brasileiro, a Petrobras Distribuidora S.A. — BR, com uma participação de 34%.² BR distribui derivados, etanol e biodiesel, bem como gás natural veicular, no varejo e para clientes comerciais e industriais. Em 2007, a BR vendeu o equivalente de 630 mbbbl/d de derivados no atacado e no varejo, sendo a maior parte (39%) de óleo diesel.

² Fonte: Sindicato Nacional das Empresas Distribuidoras de Combustíveis Líquidos e Lubrificantes—Sindicom.

Distribuição: Informações Fundamentais

	2007	2006	2005
		(U.S.\$ milhões)	
Distribuição:			
Receita operacional líquida	23.320	18.681	15.867
Resultado antes da tributação e participações minoritárias	676	451	471
Ativo total em 31 de dezembro	5.652	3.675	3.568
Investimentos	327	351	207

Em 31 de dezembro de 2007, a rede BR contou com 5.973 postos de serviço, 17% do total brasileiro. Também tínhamos 782 postos no norte, nordeste e noroeste do Brasil que adquirimos em 2007, na compra da Ipiranga. Veja “—Abastecimento—Petroquímica e Fertilizantes”. A integração da Ipiranga e seus postos de serviço ainda é sujeita à aprovação de CADE (Conselho Administrativo de Defesa Econômica).

A BR liderou o mercado dos postos de serviço em 2007, com seus postos próprios e de franqueados respondendo por 26% das vendas de óleo diesel, gasolina, etanol, gás natural veicular e lubrificantes no varejo brasileiro.³ A grande maioria dos postos BR pertencem a franqueados, que utilizam a marca BR sob licença e possuem a Companhia como fornecedora exclusiva. A BR também proporciona apoio técnico, treinamento e publicidade. Temos 672 postos próprios e, conforme as leis brasileiras, a BR subcontrata a operação de todos para terceiros.

Como em outros países, o mercado de varejo para combustíveis no Brasil é altamente competitivo e esperamos que os preços estejam sujeitos a uma pressão contínua. Confiamos no constante reforço da imagem de nossa marca e o fornecimento de produtos e serviços de qualidade superiores para aumentar a rentabilidade e a fidelidade dos clientes. Acreditamos que a nossa participação no mercado é reflexo da forte imagem da marca BR, a reforma dos postos de serviço e o acréscimo de centros de lubrificação e das lojas de conveniência.

³ Fonte: Sindicato Nacional das Empresas Distribuidoras de Combustíveis Líquidos e Lubrificantes—Sindicom.

O principal combustível usado no Brasil é o óleo diesel, que responde por cerca de 35% (705 mbbbl/d) do mercado brasileiro de combustíveis. De acordo com a legislação, todo o óleo diesel vendido no país, a partir de janeiro de 2008, precisa conter pelo menos 2% de biodiesel; aumentando para 3% a partir de julho de 2008. Antes dessa data, já agimos como catalizador do desenvolvimento do novo mercado, assegurando e misturando os suprimentos de biodiesel e os fornecendo para as menores distribuidoras, além de nossa rede de postos de serviço. O Brasil é líder global no uso de etanol como combustível para veículos leves. Hoje, em torno de 89% dos novos veículos movidos por gasolina que estão sendo vendidos no Brasil têm capacidade *flexfuel* (podendo utilizar mais de um tipo de combustível), e os postos de serviço oferecem a opção de 100% etanol, além de uma mistura de gasolina com 25% de etanol, conforme as exigências do governo. Embora não produzimos etanol, temos apoiado o desenvolvimento desse mercado, distribuindo e vendendo o produto no atacado, estimulando as melhorias na qualidade do etanol e legitimizando o que era uma indústria bastante informal.

Alguns dos postos de nossa rede também vendem gás natural veicular. O número de postos oferecendo este produto aumentou de 355, em dezembro de 2006, para 409 em dezembro de 2007, e o total das vendas de gás em 2007 foi de 21.381 mmcf.

Também distribuimos derivados e biocombustíveis, usando a bandeira BR, para clientes comerciais e industriais, incluindo empresas das áreas da aviação civil, transporte e indústria, bem como empresas de utilidades públicas e

entidades governamentais, as quais geram uma demanda relativamente estável.

Adicionalmente, vendemos derivados produzidos por nossas operações de Abastecimento para outros varejistas e para atacadistas.

Nossa distribuidora de GLP, a Liquigas Distribuidora, é a empresa com o terceiro maior nível de vendas do produto no Brasil e tem uma participação de 22% no mercado.⁴

⁴ Fonte: *Sindicato Nacional das Empresas Distribuidoras de Gás Liquefeito de Petróleo—Sindigás*.

A seguinte tabela mostra nossos volumes de distribuição, por tipo de produto e tipo de cliente, para os anos 2007, 2006 e 2005.

	<u>2007</u>	<u>2006</u> (mboe/d)	<u>2005</u>
Por Produto:			
Óleo Diesel, incluindo Biodiesel.....	670	633	625
Gasolina(1)	330	329	313
Etanol	2	2	1
Óleo Combustível	268	258	212
Nafta e QAV	223	225	217
Outros, incluindo GLP	1.051	989	940
Total.....	<u>2.544</u>	<u>2.436</u>	<u>2.308</u>
Por Cliente:			
Distribuidoras Varejistas BR	480	437	432
Outros Distribuidoras Varejistas	1.523	1.501	1.400
Atacadistas	541	498	476
Total.....	<u>2.544</u>	<u>2.436</u>	<u>2.308</u>

(1) Inclui Gasolina Tipo C, que pode conter até 25% de etanol.

Participamos no setor varejista em outros países Latino Americanos, através de nosso segmento Internacional. Veja “— Internacional”.

Gás e Energia

Durante muitos anos, estamos desenvolvendo simultaneamente a infraestrutura e os mercados de gás natural no Brasil. Como parte desse processo, desenvolvemos recursos de gás na Bolívia, o gasoduto Bolívia-Brasil, um sistema de transporte nacional e a capacidade de geração de energia elétrica a partir de gás (termoelétricas). Acreditamos que essas iniciativas contribuíram para o crescimento do uso de gás natural no Brasil, de aproximadamente 3,7% do consumo primário de energia em 1998 até 10% hoje e com a projeção de chegar a 13,4% até 2010, de acordo com as Diretrizes Nacionais de Energia 2030, publicado pelo Ministério das Minas e Energia.

Os planos de desenvolvimento de nossas operações de Exploração e Produção devem resultar em um aumento substancial na produção de gás nas bacias do Espírito Santo e Santos, fora do litoral

brasileiro. Estamos investindo na infraestrutura do transporte para canalizar esses novos volumes aos mercados do Nordeste e Sudeste do Brasil e melhorar a flexibilidade de nosso sistema de distribuição. Também estamos melhorando as operações comerciais, criando um novo conjunto de contratos de venda de gás natural que nos permita melhor equilibrar a oferta e demanda para gás e energia elétrica.

Nossas principais metas para o segmento de gás e energia são:

- desenvolver e consolidar os negócios de gás natural no mercado brasileiro, garantindo flexibilidade e confiabilidade no suprimento;
- criar um negócio integrado de GNL focado em suprir as demandas do mercado do Cone Sul;
- consolidar e otimizar nosso portfólio de UTEs; e
- aproveitar as oportunidades de gerar eletricidade a partir de gás natural, derivados e biomassa.

Gás e Energia: Informações Fundamentais

	<u>2007</u>	<u>2006</u> (U.S.\$ milhões)	<u>2005</u>
Gás e Energia:			
Receita operacional líquida	4.912	4.090	3.164
Resultado antes da tributação e participações minoritárias	(947)	(414)	(512)
Ativo total em 31 de dezembro	15.536	9.597	8.167
Investimentos	3.223	1.664	694

Gás Natural

Nossas atividades do segmento de gás natural abrangem três áreas: comercialização (compra e revenda); transporte (construindo e operando a rede brasileira de gasodutos); e a participação no capital das empresas distribuidoras que vendem o gás natural para o consumidor final.

Em 2007, nosso segmento de Exploração e Produção forneceu 47,8% de nossas necessidades de gás, e importamos os outros 52,2% da Bolívia. Esperamos que a proporção do gás nacional em nosso mix total aumentará nos próximos anos, a medida que nosso segmento de Exploração e Produção coloque novos campos em produção.

Também iniciamos a construção de dois terminais de GNL em 2007, um no Rio de Janeiro, com uma capacidade de 20 mmm³/d (706 mmcf/d), e o outro em Pecém, no Nordeste do Brasil, com uma capacidade de 7 mmm³/d (247 mmcf/d). Os terminais terão o apoio de dois grandes navios regaseificadores de GNL, um com a capacidade de 14 mmm³/d (494 mmcf/d) e o outro com a capacidade de 7 mmm³/d (247 mmcf/d). A entrega do navio menor está sendo esperada para 2008, com o navio maior sendo entregue em 2009. Os novos terminais e navios de regaseificação proporcionarão a flexibilidade de importar gás de outras fontes para complementar o fornecimento de gás natural do Brasil. Já negociamos o fornecimento de GNL para 2008 e 2009 e assinamos Master Contratos de Compra com diversas empresas, que serão utilizados para a aquisição de

carregamentos à vista, de acordo com as necessidades.

Nosso sistema de transporte para gás natural no Brasil compreende duas redes principais de gasodutos, além do gasoduto Urucu-Coari. Com 3.913 km (2.431 milhas) de extensão, a Malha Sudeste liga nossos principais campos marítimos produtores de gás natural, nas bacias de Campos e Espírito Santo, aos mercados crescentes da região Sudeste, incluindo Rio de Janeiro e São Paulo. Essa rede inclui a parte brasileira do gasoduto Bolívia-Brasil, de 2.593 km (1.612 milhas) de extensão. Com 1.762 km (1.095 milhas) de extensão, a Malha Nordeste transporta gás de campos terrestres e marítimos de gás natural no Nordeste do Brasil até os consumidores daquela região. Na região Norte, os 279 km (173 milhas) do gasoduto Urucu-Coari liga a bacia do Solimões a Coari.

Em 2007, investimos U.S.\$1,80 bilhões para aumentar o nosso sistema de transporte de gás natural em 633 km (393 milhas), alcançando o total de 5.954 km (3.702 milhas), incluindo a ampliação das malhas Sudeste e Nordeste. No Nordeste, concluímos a ligação entre a Bahia e Pernambuco.

Em fevereiro de 2008, inauguramos o gasoduto ligando Cabiúnas à Vitória. Esse gasoduto terá a capacidade de transportar até 20 mmm³/d (706 mmcf/d) de gás natural da bacia do Espírito Santo até o Rio de Janeiro. Atualmente, cerca de 30% dessa capacidade proporciona uma média de 1.000 MW de energia produzida nas UTEs de Mário Lago, Governador Leonel Brizola e Barbosa Lima Sobrinho.

O mapa a seguir mostra nossos gasodutos existentes e em construção.



Estamos empenhados em um programa de desenvolvimento de gasodutos que aumentará a capacidade e flexibilidade de nossa rede de transporte do gás natural e permitirá o melhor aproveitamento dos crescentes volumes de gás sendo disponibilizados. O programa inclui:

- construção do último trecho do Gasoduto de Interligação Sudeste-Nordeste (GASENE), de 946 km (588 milhas) de extensão, assim completando a ligação entre a Malha Sudeste e a Malha Nordeste. Esse gasoduto,

com previsão a ser concluído em 2010, a um custo estimado em U.S.\$3,0 bilhões, transportará até 20 mmm³/d (707 mmcf/d) da unidade de processamento do gás da Bacia de Campos e outras bacias marítimas, em Cabiúnas, até a cidade de Catu, na Bahia;

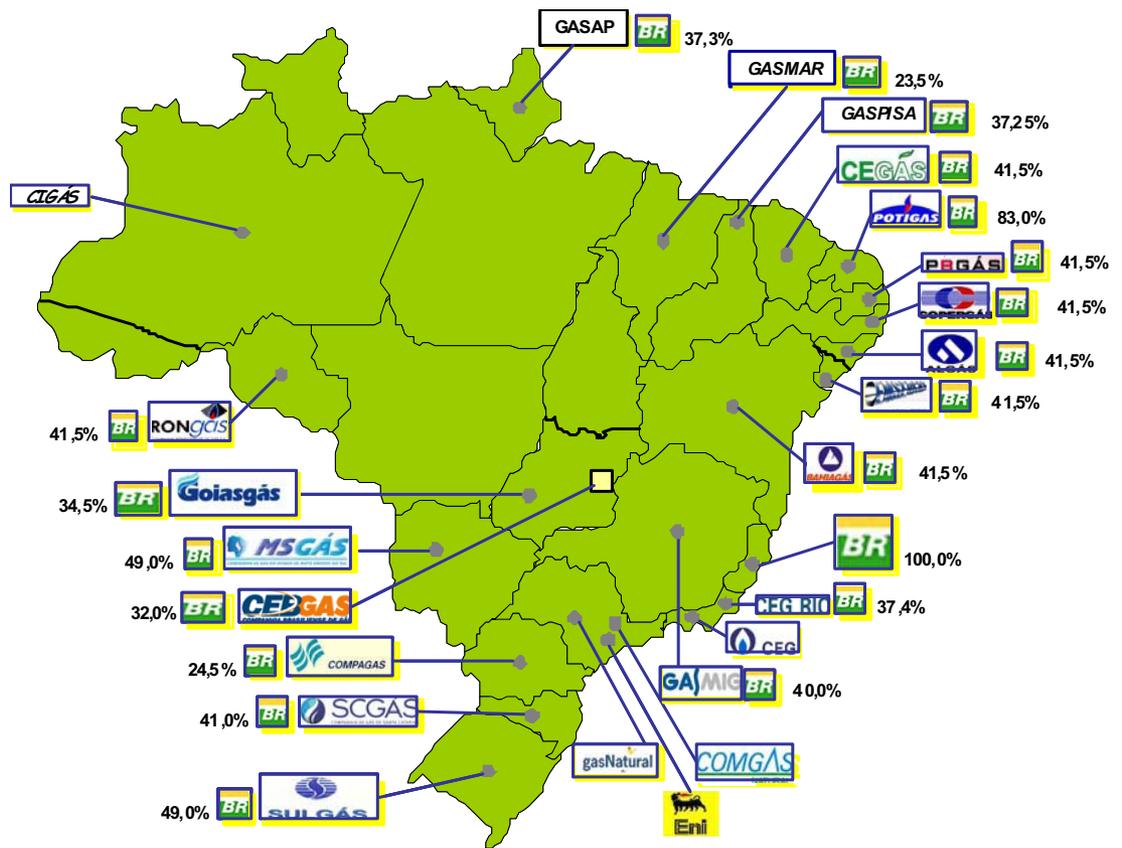
- extensão de 1.065 km (662 milhas) à Malha Sudeste;
- extensão de 416 km (259 milhas) à Malha Nordeste;
- conclusão do projeto Urucu – Manaus, com o gasoduto Coari

– Manaus, de 383 km (238 milhas) de extensão. Quando esse projeto se tornar operacional, na segunda metade de 2009, ele fornecerá até 5,5 mmm³/d (194 mmcf/d) de gás natural da Bacia de Solimões à cidade de Manaus.

Nosso segmento de Gás e Energia forneceu uma média de 48,6 mmm³/d (1.716 mmcf/d) de gás natural em 2007. Desse total, 14% foi utilizado em nossas refinarias e unidades de processamento de gás natural, 11% foi utilizado nas UTEs para a geração de energia elétrica, e os outros 75% foi consumido por usuários industriais e comerciais e varejistas.

De acordo com a legislação brasileira, cada estado tem o monopólio sobre a distribuição local de gás. A maioria dos estados constituíram empresas para atuar como distribuidoras locais de gás, e detemos participações acionárias em 20 dessas 27 distribuidoras, que variam de 24% a 100%. Nas empresas nas quais temos uma participação minoritária, nomeamos a maioria dos diretores técnicos e comerciais. O estado do Espírito Santo nos cedeu os direitos exclusivos de distribuir gás natural através de nossa subsidiária BR. Em 2007, as companhias de distribuição no Brasil venderam um total de 41 mmm³/d (1.448 mmcf/d) de gás natural, dos quais nossa participação, proporcionalmente ajustada, era de 21%.

O mapa a seguir mostra o nome e a localização de cada distribuidora local de gás e nossa participação acionária em 20 dessas empresas.



Nossas principais participações nas empresas distribuidoras são:

Nome	Estado	Participação %	Média de Vendas de Gás em 2007 (mmm ³ /d)	Quantidade de Clientes
CEG RIO.....	Rio de Janeiro	37,40	4,33	19.555
BAHIAGAS	Bahia	41,50	3,36	252
GASMIG.....	Minas Gerais	40,00	1,78	254
BR.....	Espirito Santo	100,00	1,22	451

As duas principais empresas nos quais detemos participação acionária, a CEG Rio e a Bahiagás, venderam 10,5% e 8,2%, respectivamente, do total de gás nacional vendido no Brasil em 2007. A CEG Rio e a Bahiagás são, respectivamente, a terceira e a quarta maior distribuidora de gás do Brasil. Junto com as distribuidoras independentes Comgás (33,7% do volume de gás nacional vendido no Brasil em 2007) e CEG (14,6% do total), essas empresas suprem 67% do mercado brasileiro.

Contratos de Venda de Gás e Política de Preços

Em 2007, introduzimos um novo conjunto de contratos que ofereçam aos clientes quatro modalidades diferentes de fornecimento: Firme Inflexível, Firme Flexível, Interruptível e Preferencial. Essa nova estrutura nos permite maior flexibilidade para adequar nossas vendas de gás aos volumes disponíveis. As principais características desses contratos são:

- Firme Inflexível: a distribuidora assegura o pagamento do volume contratado e nós garantimos a entrega desse volume.
- Firme Flexível: nós podemos interromper o fornecimento, de acordo com as condições

negociadas, e nesse caso, temos o compromisso de fornecer um combustível substituto e compensar o consumidor final por qualquer custo adicional.

- Interruptível: nós temos o direito de interromper o fornecimento, de acordo com as condições negociadas, ficando a responsabilidade do combustível alternativo a cargo da distribuidora. A distribuidora paga um preço menor para o gás nesse tipo de contrato.
- Preferencial: temos a obrigação de fornecer o gás natural conforme a demanda, mas o consumidor tem o direito de interromper suas compras a qualquer momento. A expectativa é que esse tipo de contrato seja predominantemente utilizado pelas UTEs, com suprimento via GNL.

As três primeiras modalidades incluem um componente fixo, que é reavaliado anualmente, e um componente variável, que é reavaliado trimestralmente, baseado numa cesta de óleos combustíveis; os preços dos contratos preferenciais estão baseados na importação de GNL.

Durante 2007, três clientes adotaram os novos contratos, conforme demonstrado na seguinte tabela:

Distribuidora Local	Importações da Bolívia (1)	Tipo de Contrato			Total
		Firme-Inflexível	Firme-Flexível	Interruptível	
Comgás	8,75	3,50	1,00	1,50	14,75
Bahiagás		3,50	0,50	1,10	5,10
PBgás		0,37	0,25		0,62
Total	8,75	7,37	1,75	2,60	20,47

(1) Contrato assinado em 1999.

Esperamos que todas as distribuidoras serão convertidas à nova estrutura de preços até o final de 2008.

Compromissos e Contratos de Venda

Na época de nosso investimento no Gasoduto Bolívia-Brasil, celebramos contratos de longo-prazo com três empresas:

- Contrato de Fornecimento de Gás (GSA) com a estatal boliviana Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), para a compra de determinados volumes mínimos de gás natural, a preços vinculados ao preço internacional de óleo combustível. A expectativa é que continuemos a importar o volume máximo de 30 mmm³/d de gás natural da Bolívia até 2019. Em fevereiro de 2007, concordamos em pagar valores adicionais à YPFB para líquidos contidos no gás natural adquirido através do GSA, que totalizam entre U.S.\$100 milhões e U.S.\$180 milhões por ano. A alteração do GSA ainda está sendo negociada, e os pagamentos serão retroativos, a partir de maio de 2007;
- Contrato de Despachar ou Pagar (*Ship-or-Pay agreement*) com a Gás Transboliviano (GTB), proprietária e operadora da parte boliviana do Gasoduto, para transportar determinados volumes mínimos de gás natural. A validade desse contrato terminará em 2019;
- Contrato de Despachar ou Pagar (*Ship-or-Pay agreement*) com a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG), proprietária e operadora da parte brasileira do Gasoduto, para transportar determinados volumes mínimos de gás natural. A validade desse contrato terminará em 2019.

Nossos compromissos de volumes, dentro dos contratos *ship-or-pay*, foram geralmente planejados para adequar -se às obrigações de compra de gas dentro do GSA. As seguintes tabelas apresentam nossos compromissos contratuais dentro dos supracitados acordos, pelo prazo de cinco anos, entre 2008 e 2012.

COMPROMISSOS DE COMPRAR E TRANSPORTAR GÁS NATURAL

	2008	2009	2010	2011	2012
Compromissos com a YPFB					
Volume da Obrigação (mmm ³ /d) (1)	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00
Volume da Obrigação (mmcf/d) (1)	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00
Projeção do Petróleo Brent (U.S.\$) (2)	55,00	50,00	45,00	35,00	35,00
Estimativa dos Pagamentos (U.S.\$ milhões) (3)	1.409,00	1.094,00	995,00	860,00	784,00
Contrato de Ship-or-Pay com GTB					
Volume do Compromisso (mmm ³ /d)	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
Volume do Compromisso (mmcf/d)	1.059,00	1.059,00	1.059,00	1.059,00	1.059,00
Estimativa dos Pagamentos (U.S.\$ milhões) (4)	58,79	59,08	59,37	59,67	59,67
Contrato de Ship-or-Pay com TBG					
Volume do Compromisso (mmm ³ /d)	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
Volume do Compromisso (mmcf/d)	1.059,00	1.059,00	1.059,00	1.059,00	1.059,00
Estimativa dos Pagamentos (U.S.\$ milhões) (4)	393,57	398,21	401,96	404,11	418,00

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

(2) Projeção do preço Brent baseado em nosso Plano de Negócios 2008-2012.

(3) Preços atuais. Os preços do gás podem ser ajustados no futuro, baseado nas cláusulas contratuais, e os valores reais podem diferir dos apresentados.

(4) Valores baseados nos preços atuais definidos nos contratos de transporte do gás natural.

Em 2007, vendemos cerca de 81% de nosso gás (38,5 mmm³/d, ou 1.359 mmcf/d) através de contratos firmes, num valor total de U.S.\$3,4 bilhões. A tabela a seguir apresenta nossos compromissos futuros, entre 2008 e 2012.

CONTRATOS DE VENDA DE GÁS NATURAL

	2008	2009	2010 (mmm ³ /d)	2011	2012
Para Distribuidoras Locais de Gás:					
Partes relacionadas(1).....	16,36	17,96	18,59	19,14	19,66
Terceiros.....	20,76	21,57	22,68	21,26	20,58
Para UTEs a Gas:					
Partes relacionadas(1).....	6,99	3,72	3,72	3,72	3,72
Terceiros.....	2,59	2,59	6,99	6,99	7,79
Total.....	46,69	45,84	51,98	51,11	51,76
Estimativa das Receitas Contratuais (U.S.\$ bilhões)(2) (3)	4,50	4,40	4,90	4,70	4,70

(1) Para fins dessa tabela, "partes relacionadas" incluem todas as empresas distribuidoras locais de gás e as usinas de geração de energia elétrica nas quais temos uma participação acionária, e "terceiros" se referem àquelas nas quais não temos participação acionária.

(2) Os valores mostram as receitas líquidas de imposto. As estimativas estão baseadas nas vendas externas e não incluem o consumo ou transferências internas. Os volumes estimados estão baseados nas cláusulas "take-or-pay" (pelos quais o consumidor é obrigado a pagar pelo volume encomendado, independentemente se o consumiu ou não) em nossos contratos, volumes esperados e contratos sob negociação, e não nas vendas máximas.

(3) Os preços podem ser ajustados no futuro, e os valores reais podem diferir dos apresentados.

Energia Elétrica

O Brasil tem um total de 96.300 MW de capacidade instalada de energia elétrica, com cerca de 80% em unidades hidrelétricas de baixo custo que fornecem em torno de 90% das necessidades de energia elétrica do país. Embora as instalações hidrelétricas possuem muitas vantagens, e são especialmente apropriadas para atender as necessidades básicas da energia elétrica, não podendo ser facilmente ampliadas, elas têm capacidade limitada de suprir subidas repentinas de demanda, e são vulneráveis a secas prolongadas. Conseqüentemente, o Brasil tem desenvolvido sua capacidade de geração de energia termoelétrica, para complementar a base hidrelétrica. É esperado que a geração termoelétrica faça um papel crescente no suprimento das necessidades brasileiras de energia elétrica, a medida que o crescimento econômico do país alimenta a demanda.

Como parte dessa tendência nacional, compartilhamos a liderança no desenvolvimento e operação de UTEs a gás. Atualmente, temos participações em 15 UTEs, e controlamos 13 delas. Nossas usinas a gás têm uma capacidade instalada de 4.631 MW, representando

cerca de 5% da rede elétrica brasileira (SIN). No final de 2007, porém, contamos com uma capacidade comercial de somente 846,5 MW, devido a limitações no suprimento de gás.

Vendas de Eletricidade

Disponibilidade Reserva

As UTEs como as nossas, que não formam parte da rede básica, estão sendo usadas para complementar a geração hidrelétrica quando for necessário. Historicamente, o regime brasileiro de preços da energia elétrica criou dificuldades para essas usinas, que operam a uma baixa taxa média de utilização, cobrirem seus custos operacionais e proporcionar um retorno sobre o capital. Em 2004, foi promulgada a Lei do Novo Modelo da Indústria, pela qual as empresas de utilidade pública devem assegurar suas necessidades esperadas de energia elétrica sob contratos de longo-prazo, através de leilões coordenados pelo Ministério das Minas e Energia. As UTEs fazem ofertas nesses leilões para fornecer "disponibilidade reserva", até suas capacidades comerciais certificadas, embora não necessariamente serão chamadas para gerar essa energia.

Somente aquela parcela de nossa capacidade termoeletrica caracterizada como Energia Nova, pela Lei do Novo Modelo da Industria, é elegivel para venda através do sistema de leilões.

Nos leilões de 2005 e 2006, vendemos a disponibilidade reserva de 1.391 e 200 MW, respectivamente, sob contratos de 15 anos que se iniciarão entre 2008 e 2011. Pelos termos desses contratos, seremos compensados, com uma quantia fixa, se gerarmos energia elétrica ou não, além de receber um valor adicional para a energia que gerarmos de fato, de acordo com uma fórmula baseada em indexação ao US dólar/PPI. Não vendemos toda a elegivel capacidade disponível no leilão de 2007, porque as UTEs a gas eram menos competitivas que as UTEs a carvão.

Contratos Bilaterais

Vendemos a maior parte da capacidade comercial não caracterizada como Energia Nova sob contratos bilaterais de longo-prazo, principalmente com empresas distribuidoras de energia elétrica. Esses contratos estão sujeitos às normas que regulamentavam o setor no Brasil antes da promulgação da Lei do Novo Modelo da Industria. Pelos termos desses contratos, somos compensados por nossa capacidade termoeletrica baseado numa combinação de fatores, incluindo se de fato geramos energia, a capacidade certificada de geração de energia de cada usina, e as condições de oferta e procura no mercado brasileiro de energia elétrica. Cada um desses fatores é determinado pelos orgãos regulatórios competentes no Brasil, incluindo o Ministério das Minas e Energia, o Operador Nacional do Sistema Elétrico—ONS, e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica—CCEE (Electricity Trading Board).

Nossas receitas por esses contratos foram reduzidas pelo suprimento restrito de gás natural, que afeta a capacidade certificada de geração de energia de nossas UTEs a gás. Mesmo que aumentemos o suprimento do gás natural, nosso lucro sobre esses contratos é difícil de prever,

porque as margens líquidas estão sujeitas a reajustes, coordenados pela CCEE. Além do mais, os contratos não permitem que repassemos diretamente aos clientes as alterações no custo da aquisição do gás natural. Em geral, nossos lucros sobre esses contratos aumentarão se formos chamados para gerar energia elétrica, e se a demanda para energia no Brasil aumentar em relação ao suprimento. Em 2008, um total de 1.189 MW de nossa capacidade de geração estava sujeito aos termos desses contratos bilaterais, com um comprometimento de 897 MW em 2009, 1.231 MW em 2010 e 1.171 MW nos anos 2011 e 2012. O contratos vencerão gradativamente, com o último terminando em 2019.

Durante 2007, geramos uma média de 571 MW, dos quais 45% foram gerados na região Sudeste, 40% no Sul, e 15% no Nordeste. Vendemos uma média de 1.535 MW em 2007, comparado a uma média de 1.303 MW em 2006. A diferença entre a geração e as vendas está relacionada, principalmente, aos compromissos contratuais de vendas, e a energia para atender nossos compromissos foi adquirida de terceiros. Cerca de 5% do total de nossas vendas de energia elétrica eram exportações para o Uruguai e a Argentina.

Aumentando Nossa Capacidade Comercial

Em 31 de dezembro de 2007, o regulador brasileiro ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) tinha certificado nossa capacidade comercial, para o fim de negociação, em 846,5 MW. A pedido da ONS, as usinas termoeletricas a gás no Sul e Sudeste do Brasil realizaram um teste da capacidade de geração de energia elétrica, no qual a Agência estava solicitando 4.700 MW. Devido a limitações no suprimento de gás, conseguimos fornecer apenas 1.948 MW, dos quais 705 MW foram gerados por nossas usinas a gás e 1.243 MW foram gerados por terceiros utilizando o gás natural que nós fornecemos. Depois do teste, em maio de 2007, fizemos um acordo com a ANEEL, pelo qual precisamos aumentar para 4.335 MW

nossa capacidade de fornecer energia elétrica ao SIN de nossas próprias usinas, até 2011. Alcançaremos essa meta através do aumento do suprimento de gás natural, incluindo GNL, convertendo algumas usinas para operação bicombustível e alugando usinas a óleo como reserva. Além de nossas

próprias necessidades de energia, esperamos ter uma média de 3.553,5 MW de capacidade comercial disponível para venda até 2011, das quais aproximadamente 45% já foi vendida nos leilões de 2005 e 2006 e 33% é sujeito a contratos bilaterais.

A tabela a seguir apresenta nossos UTEs, mostrando a capacidade instalada, capacidade comercial, capacidade média disponível na segunda metade de 2007, e os compromissos de disponibilidade que fizemos junto a ANEEL para o segundo semestre de 2011.

Unidades Termoelétricas a Gás(1)	Região	Capacidade Instalada (MW)	Participação da Petrobras (%)	Capacidade Disponível	Comprometido (acordo c/ ANEEL)	Capacidade Comercial
				2S 2007 (MW)	2S 2011 (MW)	2S 2011(7) (MW)
Euzébio Rocha (Cubatão).....	Sudeste	216,0	100,00	—	193,0	182,4
Barbosa Lima Sobrinho (Eletrobolt)	Sudeste	394,0	100,00	25,5	325,0	286,5
Aureliano Chaves (Ibirité).....	Sudeste	234,0	50,00 (2)	—	212,2	178,9
Juiz de Fora (3).....	Sudeste	84,0	100,00	—	79,0	79,0
Fernando Gasparian (Nova Piratininga).....	Sudeste	403,0	80,00 (4)	—	521,7	345,4
Gov. Leonel Brizola (TermoRio)....	Sudeste	1.036,0	100,00	409,3	998,0	913,9
Mário Lago (Macaé).....	Sudeste	922,0	100,00	—	885,3	653,6
Luis Carlos Prestes (Três Lagoas).....	Centro-oeste	262,0	100,00	190,7	190,7	184,5
Sepé Tiaraju (Canoas)	Sul	161,0	100,00	—	153,0	76,7
Rômulo Almeida (Fafen)	Nordeste	138,0	100,00	125,0	125,0	115,3
Celso Furtado (TermoBahia)	Nordeste	191,0	98,85 (5)	96,0	150,0	134,6
TermoCeará.....	Nordeste	222,0	100,00	—	217,0	180,4
Jesus Soares Pereira (TermoAçu).....	Nordeste	368,0	79,50 (6)	—	285,1	222,3
Total.....		4.631,0		846,5	4.335,0	3.553,5

Fonte: Acordo de maio de 2007 com a ANEEL.

- (1) A tabela não inclui nossa participação de 10% na usina Nortefluminense, e nem nossa participação de 20% na usina arrendada de Araucária. Não controlamos as decisões sobre as vendas dessas usinas.
- (2) A Edison SpA detém uma participação de 50,0%.
- (3) Adquirida em dezembro de 2007.
- (4) A EMAE—Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. detém uma participação de 20,0%.
- (5) A Petros—Fundação Petrobras de Seguridade Social detenha uma participação de 1,15%.
- (6) O Grupo NeoEnergia detém uma participação de 20,5%.
- (7) O máximo que pode ser vendido sobre os contratos.

Energias Renováveis

Nosso objetivo é se tornar um grande produtor brasileiro de biodiesel e ter uma participação ativa na crescente indústria de etanol no Brasil, e especialmente no transporte e exportação de etanol. O Brasil tem clima e condições de solo altamente favoráveis para o cultivo de cana-de-açúcar e culturas oleaginosas

e tem uma participação importante no mercado internacional de biocombustíveis.

O etanol produzido da cana-de-açúcar é amplamente usado no Brasil como substituto para a gasolina. Não produzimos o etanol, mas o distribuímos através de nosso segmento de Distribuição. Nosso segmento de Gás e Energia planeja expandir nossa participação no negócio de etanol, através de parcerias com

produtores e clientes internacionais, nos quais o nosso papel principal seria de transportador e exportador do etanol brasileiro. Também estamos estudando a utilização do etanol em usinas termoelétricas, onde acreditamos que possa ser um substituto eficaz, em termos de custo, para o gás natural, em determinadas circunstâncias.

Nos últimos anos, demonstramos liderança na introdução de biodiesel no mercado brasileiro. De acordo com a legislação, todo o óleo diesel vendido no Brasil a partir de janeiro de 2008 precisa conter pelo menos 2% de biodiesel, aumentando para 3% em julho de 2008. Para cumprir com essa exigência, estamos assegurando e misturando suprimentos de biodiesel e fornecendo a distribuidoras menores, além da nossa rede de postos de serviço.

Assinamos contratos para assegurar o fornecimento de óleos de produtores familiares e, no segundo trimestre de 2008, iniciaremos a produção em três unidades de biodiesel, com capacidade total de 3.100 bbl/d. As unidades estão localizados em Candeias (BA) e Quixada (CE), no Nordeste do Brasil, e em Montes Claros (MG), na região Sudeste.

Também desenvolvemos uma nova tecnologia de refino (H-Bio), o que nos permite introduzir óleos vegetais nas refinarias existentes, para a produção de um tipo de óleo diesel mais limpo. Quatro de nossas refinarias já estão prontas para o uso da tecnologia H-Bio e planejamos adaptar todas as nossas refinarias a esse processo, nos proporcionando uma maior flexibilidade de matéria prima, bem como o acesso a mercados que procuram tipos mais limpos de óleo diesel.

Já temos uma usina de energia eólica, com uma capacidade de 1,8 MW, em Macau, no Nordeste do Brasil, e a viabilidade da construção de outras usinas de energia eólica e de pequenas centrais hidrelétricas está em estudo. Nosso Plano de Negócios 2008-2012 estabelece a meta

de uma capacidade instalada de energias renováveis de 365 MW até 2012.

Em 2007, como parte de nosso Plano Estratégico 2020, adotamos uma estratégia a respeito das mudanças climáticas, visando a redução dos gases de efeito estufa (GHG), de acordo com o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (CDM) da ONU. Os projetos para a redução de GHG incluem o desenvolvimento de energia eólica e outras fontes de energias renováveis, a geração de energia com turboexpansor, a redução das emissões de óxido nitroso na produção de fertilizantes, e a utilização das perdas de calor na cogeração de energia elétrica.

Eficiência Energética

Nosso Programa Interno de Conservação de Energia procura o aprimoramento no uso eficiente de energia em todas as unidades. Em 2007, houve uma economia de aproximadamente 184 boe/d, assim economizando despesas em torno de U.S.\$4 milhões e evitando a emissão de cerca de 29 mil toneladas de dióxido de carbono na atmosfera.

Internacional

A Petrobras opera em 23 países estrangeiros, em toda a cadeia do setor de energia. Os principais objetivos de nossas operações internacionais são:

- aproveitar de nosso conhecimento técnico na exploração e produção em águas profundas para participar em regiões marítimas que são novas fronteiras de alto potencial;
- agregar valor ao petróleo bruto produzido no Brasil;
- assegurar o suprimento de gás natural para o crescente mercado brasileiro, com o desenvolvimento das reservas;
- expandir a atuação integrada em refino, vendas, comercialização, logística e

distribuição, com foco na Bacia do Atlântico; e

- desenvolver nossa marca numa escala internacional.

Internacional: Informações Fundamentais

	<u>2007</u>	<u>2006</u>	<u>2005</u>
	(U.S.\$ milhões)		
Internacional:			
Receita operacional líquida	9,101	6,071	4,527
Resultado antes da tributação e participações minoritárias...	(237)	571	853
Ativo total em 31 de dezembro	11,717	10,274	7,347
Investimentos.....	2,864	2,637	1,175

A receita operacional líquida de nosso segmento Internacional representou 10,4% de nosso total da receita operacional líquida em 2007 (8,4% em 2006 e 8,0% em 2005). O ativo total do segmento Internacional em 31 de dezembro de 2007 representou 9,0% do ativo total da Petrobras (10,4% em 2006 e 9,3% em 2005).

Exploração e Produção Internacional

Nossa estratégia internacional visa a integração de nossas atividades, aproveitando de sinergias na América Latina e diversificando as atividades de exploração e produção fora da região. Atuamos em regiões como o Golfo do México e o Oeste da África, onde existem oportunidades para aproveitar a vantagem competitiva do conhecimento técnico desenvolvido nas águas profundas do Brasil. Também temos explorações preliminares encaminhadas no Norte da África, Ásia, Europa e o Oriente Médio.

Durante 2007, realizamos atividades de exploração e produção em 19 países estrangeiros (Argentina Bolívia, Colômbia, Equador, México, Peru, Venezuela, os E.U.A., Angola, Nigéria, Tanzânia, Moçambique, Senegal, Índia, Portugal, Irã, Paquistão, Líbia e Turquia). Veja “—Visão Geral do Grupo” para informações sobre a produção e reservas em países específicos.

Nossos investimentos em exploração e produção internacional durante 2007 representavam 21,3% do total investido pela Companhia em exploração e produção.

Encomendamos três sondas de perfuração e uma plataforma para o suporte de nossas operações de exploração em águas ultraprofundas do Oeste da África e no setor dos Estados Unidos no Golfo do México, entre outras regiões. Essas unidades começarão suas operações entre 2009 e 2011, sob contratos de cinco a dez anos.

A tabela a seguir mostra a distribuição geográfica de nossos investimentos nas atividades de exploração internacional, nos anos 2007, 2006 e 2005.

	<u>2007</u>	<u>2006</u>	<u>2005</u>
Investimento Total em Exploração Internacional (U.S.\$ bilhões) ...	1,17	1,26	0,42
Distribuição:			
Argentina	3,27%	6,40%	7,20%
Bolívia.....	0,01%	0,60%	4,40%
Colômbia	6,67%	3,60%	4,60%
Peru, Equador, Venezuela.....	1,62%	1,10%	0,30%
Subtotal: América do Sul	11,57%	11,70%	16,50%
Costa Oeste da África.....	5,76%	43,70%	47,80%
Golfo do México	23,72%	31,50%	33,90%
Sondas e outros(1)	58,95%	13,10%	1,80%

(1) Em 2007, 54,90% dos 58,95% se refere a investimentos em sondas de perfuração.

Em 2007, a nossa produção líquida fora do Brasil foi, em média, de 126,2 mbbbl/d de petróleo bruto e LGN e 18,6 mmm³/d (657 mmcf/d) de gás natural. A tabela a seguir mostra a distribuição geográfica de nossos investimentos nas atividades de desenvolvimento internacional, nos anos 2007, 2006 e 2005.

	2007	2006	2005
Investimento Total em Desenvolvimento Internacional (U.S.\$ bilhões)...	1,39	1,04	0,65
Distribuição:			
Argentina	21,48%	26,50%	36,20%
Bolívia	1,60%	1,30%	1,70%
Colômbia	5,55%	2,80%	4,60%
Peru, Equador, Venezuela.....	11,92%	11,20%	40,90%
Subtotal: América do Sul.....	40,55%	41,80%	83,40%
Costa Oeste da África.....	36,05%	41,00%	15,00%
Gulfo do México	23,40%	17,20%	1,60%

América Latina

Atuamos em quase todas as principais bacias de hidrocarbonetos da Argentina, Bolívia, Colômbia, Equador, México, Peru e Venezuela. Em 2007, a nossa média de produção líquida na região (exceto o Brasil) era de 220,5 mboe/d, equivalente a 93,6% do total de nossa produção internacional. As reservas na região representavam 86,8% de todas as reservas internacionais.

A **Argentina** é a nossa maior região operacional fora do Brasil e em 2007 representou 43,3% de toda nossa produção internacional. As operações no país estão conduzidas principalmente através da Petrobras Energia S.A. (PESA), na qual detemos uma participação de 67,2%. A produção está concentrada nas bacias de Neuquén, Austral e San Jorge, com uma contribuição menor proveniente da Bacia do Noroeste. Durante 2007, aumentamos para 35,7% nosso interesse nos campos La Tapera-Puesto Quiroga e El Tordillo, na Bacia de San Jorge. Também adquirimos uma participação nos ativos da Sierra Chata (25,7%) e Parva Negra (52,4%), na Bacia de Neuquén, por U.S.\$77,6 milhões, sujeito a aprovação regulatória. Nossa produção média na Argentina em 2007 era de 102 mboe/d e nossas reservas no país em 31 de dezembro de 2007 eram em torno de 295 mmmboe, uma redução de 5% em relação a 2006.

Na **Bolívia**, produzimos uma média de 307,27 mmcf/d de gás natural em 2007, representando 21,7% do total de nossa produção internacional, principalmente a partir dos campos de San Alberto e San Antonio. Após o decreto do governo da Bolívia, em 1º de maio de 2006, anunciando a nacionalização dos hidrocarbonetos, fechamos novos acordos pelos quais continuamos a operar os campos, mas todas as vendas de hidrocarbonetos devem ser feitas por meio da YPFB, enquanto temos o direito de recuperar nossos custos e participar nos lucros gerados. Em consequência da assinatura dos novos contratos, comunicamos ao governo boliviano a nossa intenção de investir cerca de U.S.\$400,0 milhões em exploração e desenvolvimento. Nossas reservas provadas na Bolívia, em 31 de dezembro de 2007, eram de aproximadamente 217 mmmboe.

Na **Colômbia**, temos uma participação em sete contratos de produção e 16 de exploração, e somos a operadora em 16 desses contratos. Nossa média de produção em 2007 era de 16,6 mboe/d, proveniente dos campos de Guando, Río Ceibas, e Yaguará, e o bloco Espinal, na Bacia da Alta Magdalena, e dos campos de Santiago e Trinidad, na Bacia de Llanos. Perfuramos o primeiro poço na Colômbia em águas profundas, durante 2007, além de três poços terrestres, na condição de operador. Em 2007, também assinamos sete contratos de exploração com a Agência Nacional de

Hidrocarbonetos local, quatro deles referentes a blocos marítimos no Mar do Caribe (RC-4, RC-6, RC-7 and RC-8) e os outros três para blocos terrestres (Cerrero, Cebucan e El Guadual). Nossas reservas provadas na Colômbia em 31 de dezembro de 2007 somaram aproximadamente 30,5 mmboc.

Na Bacia de Oriente, no **Equador**, operamos o bloco 18, com reservas significantes de petróleo leve, e bloco 31, onde estamos aguardando a autorização para iniciar as operações. Também temos uma participação de 15% no Oleoduto de Crudos Pesados (OCP), de 500 km (311 milhas) de extensão e uma capacidade de 450 mbbbl/d. Nossa média de produção em 2007 era de 10,4 mboe/d. As reservas provadas em 31 de dezembro de 2007 somaram em torno de 44,5 mmboc, uma redução de 17% em relação a 2006, devido à produção e reclassificação das reservas. Em 2007, registramos perdas de U.S.\$174 milhões em relação ao bloco 18, devido a mudanças nos impostos e leis locais. Também assinamos com a Teikoku Oil um protocolo de intenção de vender 40% de nossa participação nos blocos 18 e 31, junto a uma parcela da OCP. A venda está aguardando as aprovações finais do governo local.

Estamos com diversos contratos de prestação de serviços em relação aos blocos Cuervito e Fronterizo, na Bacia de Burgos, no **México**, desde 2003. Pelos contratos, fomos remunerados pelos serviços prestados, mas qualquer poço produtor deve ser transferido à estatal mexicana Pemex. Também temos outros acordos para compartilhar o nosso conhecimento de operações em águas profundas com a Pemex.

Temos participações em seis blocos no **Peru**. No bloco X, na Bacia de Talara, estamos envolvidos nas atividades de desenvolvimento e recuperação secundária. Nossa média de produção em 2007 era de 15,1 mboe/d. As reservas provadas em 31 de dezembro de 2007 eram em torno de 111 mmboc. Nos outros cinco blocos, realizamos atividades de

exploração. Em janeiro de 2008, anunciamos uma grande descoberta de gás no bloco 57, no qual temos uma participação de 46,2%. Em 2007, nossa subsidiária Petrobras Energia (PESA) nos vendeu 40% da Petrobras de Valores Internacional de España S.L., por U.S.\$423,3 milhões mais a compensação contingente, no evento de uma descoberta comercialmente viável no bloco 57.

A nossa média de produção líquida na **Venezuela** em 2007 era de 15,9 mboe/d, proveniente de empreendimentos em conjunto (*joint ventures*) nos campos de Oritupano-Leona, Acema, La Concepción e Mata, onde o governo da Venezuela tem a participação majoritária e é o operador. Recebemos um crédito do governo venezuelano, no valor de U.S.\$88,5 milhões, o que foi baixado em nossos livros. Em agosto de 2007, recebemos U.S.\$47,0 milhões em dividendos em relação a operações na Venezuela em 2006.

América do Norte

O Golfo do México, onde atuamos desde que adquirimos oito blocos da Texaco, em 1987, é uma região importante para a Companhia, onde nos focamos principalmente em operações de águas profundas, aproveitando-se de nossa experiência no Brasil. Estamos atualmente planejando um desenvolvimento incorporando a tecnologia que evoluímos para o uso fora do litoral brasileiro, e que nunca foi utilizado antes nessa região.

Em 31 de dezembro de 2007, tínhamos participações em 331 blocos marítimos no setor do Golfo do México dos **Estados Unidos**, 187 dos quais operamos, além de um bloco terrestre. Já identificamos várias áreas para exploração e desenvolvimento, incluindo o Lower Tertiary, em águas ultraprofundas, o Deep Shelf (gás), e as águas profundas da área do Garden Banks. Nossa média de produção em 2007 era de 11,5 mboe/d. As reservas provadas em 31 de dezembro de 2007 eram em torno de 50,3 mmboc, uma redução de 17% em relação ao ano anterior, devido à produção e reavaliação

dos campos. Em fevereiro de 2007, o Cottonwood, o primeiro campo em águas profundas internacionais operado pela Companhia, iniciou a produção, com 1,1 mmm³/d (39 mmcf/d) de gás e 4 mbbl/d de petróleo leve (condensado).

Em dezembro de 2006, a agência de gestão dos minerais dos Estados Unidos (U.S. Minerals Management Service) aprovou o Plano Conceitual para o desenvolvimento dos campos Cascade e Chinook, que inclui o primeiro exemplo no Golfo da utilização de uma embarcação FPSO. As FPSOs podem salvar vidas e proteger o meio ambiente e os ativos da Companhia em caso de furacão, por permitir a rápida retirada do pessoal e posterior religação dos poços. O plano também incorpora seis tecnologias que já foram testadas em águas brasileiras, mas são novidades no Golfo, incluindo bóia desacoplável do tipo revólver, o transporte de petróleo via tanque aliviador, tubos de subida (*risers*) híbridos independentes, bombas elétricas submersíveis para uso debaixo d'água, âncoras de carregamento vertical do tipo torpedo, e sistemas de atracação de poliéster. Além dos campos Cascade e Chinook, que operamos e iniciarão a produção em 2010, houve as descobertas no Golfo de St. Malo (2003) e Coloumb (2004).

Mantendo a nossa participação ativa nas vendas de contratos de arrendamento (*Lease Sales*) no Golfo, adquirimos 34 blocos no Lease Sale 204, realizado em agosto de 2007, 26 blocos no Lease Sale 205, em outubro de 2007, e 22 blocos no Lease Sale 206, em março de 2008. Os novos blocos estão localizados principalmente nas áreas de águas profundas de Keathley Canyon, Green Canyon, Mississippi Canyon e Walker Ridge.

Europa

Saímos da Europa em 2001 e voltamos à região em 2006, quando a Petrobras Internacional Braspetro BV assinou um contrato de estudo conjunto com Galp e Partex, para a análise dos dados sísmicos em relação à Bacia Peniche, fora do litoral

de **Portugal**. Temos uma participação de 50% nesse consórcio, e em maio de 2007 assinamos quatro contratos de concessão para essa bacia (Camarão, Amêijoá, Ostra e Mexilhão). Entramos em um compromisso conjunto para investir cerca de U.S.\$30,0 milhões em exploração na Bacia Peniche.

Também ampliamos nossas operações com a aquisição, em 2006, de oportunidades para exploração na **Turquia**. Naquele ano, formamos uma parceria com a estatal da Turquia para explorar dois blocos em águas profundas no Mar Negro, Kirklarelli e Sinop. Acreditamos que o Mar Negro, que é uma área relativamente pouco explorada, oferece considerável potencial geológico e poderia se tornar uma região produtora atraente, em virtude de sua proximidade aos oleodutos e gasodutos que fornecem a Europa.

Oriente Médio

Depois de um intervalo de 20 anos, voltamos ao Oriente Médio em 2004, assinando um contrato de exploração com a National Iranian Oil Company (NIOC). No **Iran**, estamos explorando o bloco Tusan, nas águas rasas do Golfo Pérsico. Perfuramos um poço, ao custo de U.S.\$80,0 milhões, e estamos no processo de perfurar um segundo poço.

África

Nossas operações na África datam de 1979, e incluem a produção na Angola, desenvolvimento em Nigéria e exploração nesses e outros países. Nossa produção na região está em declínio, mas essa tendência será revertida com o início de produção em dois novos campos na Nigéria, planejado para 2008. Durante 2007, participamos na fase de desenvolvimento desses e ampliamos as nossas operações exploratórias na África, adicionando o Senegal à lista dos países onde operamos.

Angola era a nossa única região produtiva em 2007, com uma média de 3,6 mboe/d do bloco 2, que é um bloco maduro. Nossas reservas totais de petróleo e gás natural em Angola eram de 3,8 mmmboe. Em 2006, adquirimos participações

em quatro blocos marítimos, e detemos o direito de operar três deles. Em dezembro de 2007, registramos uma perda de U.S.\$13,0 milhões, devido à redução nas estimativas de fluxo de caixa futuro.

Na **Nigéria**, temos participações de 13% e 20%, respectivamente, nos blocos OML 127 e OML 130, onde os campos Agbami e Akpo devem entrar em produção em 2008. A Chevron está desenvolvendo o campo Agbami, nos blocos OML 127 e OML 128, como empreendimento único, e esperamos que a produção atinja seu pico de 250 mbbbl/d em 2009. A expectativa para o campo Akpo, no bloco OML 130, operado pela TOTAL, é de alcançar o seu pico de produção, de 185 mbbbl/d, em 2009. Nossa porção do custo total do desenvolvimento dos dois campos foi estimada em U.S.\$2,2 bilhões, da qual tínhamos investido U.S.\$1,0 bilhões até 31 de dezembro de 2007. O campo Egina, descoberto em 2003, está localizado também no bloco OML 130, e as possibilidades de seu desenvolvimento, incluindo o uso de um FPSO de 200 mbbbl/d de capacidade, estão sendo avaliadas. Somos as operadoras para os blocos OPL 315 e OPL 324, onde as atividades de exploração estão em andamento.

Temos uma presença ativa na **Líbia** desde março de 2005, quando adquirimos os direitos de exploração e produção conjunta na Área 18, contendo quatro blocos marítimos fora do litoral nordeste da Líbia. Com uma participação de 70%, somos a operadora do consórcio que está realizando a exploração. O contrato prevê uma fase de exploração de cinco anos e direitos de produção compartilhada com a estatal nacional, a Libyan National Oil Company, durante 25 anos.

Em 2006, adquirimos uma participação de 17% no bloco marítimo do Zambezi Delta, em **Moçambique**. O consórcio perfurou o poço pioneiro ZD-E-1 neste bloco em maio de 2007, que deu um resultado negativo. O licenciamento foi recentemente prorrogado por mais um ano e os parceiros se comprometeram a

adquirir um estudo sísmico do bloco em 2-D e de perfurar um segundo poço.

Em fevereiro de 2007, adquirimos uma participação de 40% no bloco exploratório Rufisque Profond, no **Senegal**, com lâmina d'água que varia de 150 a 3,000 metros (cerca de 500 a 10,000 pés). A vendedora, Edison SpA, detinha uma participação de 95% e era a operadora do bloco. Os outros 5% pertencem à estatal nacional Petrosen. Os termos da venda prevêm nosso reembolso à Edison de 42,1% dos seus custos e uma participação nos 1.500 km² de dados sísmicos que estão sendo adquiridos.

Nossos interesses na **Tanzânia** se resumem em três blocos exploratórios nas águas profundas e ultraprofundas da bacia de Mafia, para as quais adquirimos 100% dos direitos operacionais em 2004 e 2006. Caso os estudos sísmicos revelem algum potencial de hidrocarbonetos, pretendemos perfurar nosso primeiro poço pioneiro até meados de 2010.

Na **Guinea Equatorial**, detinhamos uma participação nas águas profundas do Bloco L, na bacia do Rio Muni. Depois de perfurar dois poços com resultados negativos, devolvemos o bloco em julho de 2007.

Ásia

Durante 2007, iniciamos nossas primeiras atividades exploratórias na Ásia, outra região onde as áreas marítimas oferecem um grande potencial.

Num contrato de permuta com a ONGC (Oil and Natural Gas Company), em junho de 2007, trocamos a nossa participação em três blocos no Brasil pela participação em três blocos exploratórios fora da costa leste da **Índia**, nas águas profundas das bacias de Krishna Godavarai, Mahanadi e Cauvery. Perfuraremos um poço em cada um desses blocos.

Temos presença no **Paquistão** desde fevereiro de 2007, quando assinamos um contrato com a OGDCL (Oil and Gas Development Company Limited) para a

exploração do bloco marítimo G, localizado na bacia do Indus, que é pouco explorado, com somente 11 sondagens de poços até agora. Temos o compromisso de realizar estudos geológicos e geofísicos que

permitão a modelagem do sistema petrolífero da região, com a opção de terminar os contratos antes de se fazer sondagens de qualquer poço.

Other International Activities

Grande parte de nossas atividades internacionais estão focalizadas em exploração e produção. As outras atividades desse segmento estão resumidas nas tabelas abaixo e descritas no texto seguinte.

ATIVOS DE REFINO INTERNACIONAL DA PETROBRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2007

Região	Refinaria (Participação do Sistema %)	Proveniente de:	Capacidade
América Latina			
Argentina (1).....	Bahia Blanca (100%) Refinor/Campo Duran (28,5%) San Lorenzo (100%)	Oxy, Petroleum, Apco Palmar Largo (AR), Bolívia Total, Chevron	31 mbb/d 26,4 mbb/d 50 mbb/d
América do Norte			
Estados Unidos.....	Pasadena, TX (50%)	Bacia de Campos, Brasil	100 mbb/d

(1) Todas as nossas operações de refino na Argentina estão conduzidas através da PESA, no qual temos uma participação de 67,2%.

ATIVOS PETROQUÍMICOS INTERNACIONAIS DA PETROBRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2007

Região	Unidade (1)	Produtos
América Latina		
Argentina	Campana Puerto General San Martin Zarate	Amônia, uréia, uréia e nitrato de amônia (UAN) Estireno e borracha de estireno butadieno (SBR) Polistireno e Bops
Brasil	INNOVA	Etilbenzeno, estireno, polistireno

(1) Todas as nossas operações petroquímicas estão conduzidas através da PESA, no qual temos uma participação de 67,2%.

Possuimos as operações integradas na América Latina, especialmente na **Argentina**, onde atuamos em toda a cadeia de valorização da energia. Lá, temos a usina hidrelétrica Pichi Picún Leufú, a usina termoelétrica a gás de Genelba, participações na empresa de transporte de gás natural TGS (Transportadora Gas del Sur), na distribuidora de energia elétrica Edesur e na Compañia Mega S.A., uma unidade para o fracionamento de gás natural. Também possuímos quatro unidades petroquímicas (três na Argentina e uma no Brasil), duas refinarias fornecendo 81 mbb/d de capacidade líquida, e uma participação na Refinaria Refinor/Campo

Duran. Além disso, contamos com 679 postos de serviço, operando com as bandeiras Petrobras, Eg3 e San Lorenzo.

Em 19 de julho de 2007, a PESA fechou contrato para a venda de sua participação na Transener, uma companhia de transmissão de energia elétrica, à Energía Argentina S.A. (Enarsa) e a Electroingeniería S.A., por U.S.\$54,0 milhões. Também vendemos nossa participação de 40% na Petroquímica Cuyo, para U.S.\$32,0 milhões.

Na **Bolívia**, operamos os campos de gás e gasodutos que fornecem gás ao Brasil. Detemos 11% da Gas Transboliviano

S.A. (BTB), proprietária do lado boliviano do Gasoduto Bolívia-Brasil (GGB) que transporta o gás natural que produzimos naquele país ao mercado brasileiro. Também temos uma participação de 44,5% na Transierra S.A., que é proprietária do gasoduto Yacuiba-Rio Grande (Gasyrg), que conecta os campos de San Alberto e San Antonio ao BTB. Em maio de 2007, vendemos as nossas duas refinarias bolivianas (Cochabamba e Santa Cruz) à estatal nacional YPF, por U.S.\$112,0 milhões, deixando YPF como a única distribuidora de produtos refinados de petróleo e gás na Bolívia.

Na **Colômbia**, operamos 62 postos de serviço com a bandeira da Petrobras, bem como uma instalação de estocagem, uma unidade de mistura de lubrificantes em Puente Aranda e um terminal de lubrificantes em Santa Marta.

Temos um escritório de representação e comercialização no **Chile**.

Adquirimos negócios comerciais e varejistas de combustíveis e lubrificantes no **Paraguai** em 2006 e introduzimos a bandeira da Petrobras em nossos 160 postos de serviço em 2007. Também operamos 54 lojas de conveniência, instalações de abastecimento com querosene de aviação, e uma unidade de reabastecimento de GLP.

Em 2006, adquirimos negócios comerciais e varejistas de combustíveis e lubrificantes no **Uruguai**, onde operamos 89 postos de serviço, instalações para a comercialização de produtos marítimos e de aviação, petroquímicos e asfalto. Também temos participações na duas companhias de distribuição de gás no país.

Em 2006, entramos também no mercado de refino dos **Estados Unidos**, com a aquisição de 50% do PRSI (Pasadena Refining System), anteriormente chamado de Crown Refinery, em Pasadena, Texas. Com nosso sócio (a Astra Oil Company, que detém os outros 50%), estamos estudando a viabilidade de expandir e aprimorar a sua capacidade de processar o nosso petróleo brasileiro mais pesado e de fornecer

produtos de alta qualidade ao mercado norte-americano.

Em novembro de 2007, fechamos um contrato para adquirir 87,5% da Nansei Sekiyu Kabushiki Kaisha (NSS), uma refinaria em Okinawa, **Japão**, o que foi finalizado em abril de 2008. Como resultado, iniciaremos as nossas primeiras operações de refino na Ásia, com uma capacidade de 100 mbbbl/d.

PifCo

A PifCo foi constituída para facilitar e financiar a importação de petróleo bruto e derivados pela Companhia ao Brasil, e é subsidiária integral desde 2000. Atua como intermediária entre terceiros fornecedores de petróleo e a Petrobras, comprando petróleo e derivados de fornecedores internacionais e revendendo os mesmos para a Petrobras em dólares, em uma base de pagamento diferido, a um preço que inclui um ágio para compensar a PifCo por seus custos de financiamento. A PifCo geralmente obtém crédito para financiar as suas compras nos mesmos termos concedidos à Companhia, e a PifCo adquire o petróleo e derivados aos mesmos preços que os fornecedores cobrariam para vendas diretamente à Petrobras.

Como parte de nossa estratégia para expandir nossas operações internacionais e facilitar o nosso acesso aos mercados internacionais de capitais, a PifCo obtém empréstimos nos mercados internacionais de capitais com o nosso apoio, principalmente através de Compromissos de Compra (*standby purchase agreements*) dos títulos relacionados. Existem determinados riscos associados ao compromisso de compra; veja o Item 3 - "Informações Fundamentais — Fatores de Risco — Riscos Relacionados a Nossas Ações e Títulos da Dívida". Porém, a PifCo pode utilizar os fluxos de caixa gerados pela importação de derivados para pagar os valores devidos em relação aos seus títulos.

A 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, uma subsidiária integral da Petrobras Internacional S.A. (Braspetro), uma companhia que foi posteriormente incorporada pela Companhia. As ações votantes da PifCo foram transferidas da Brasoil para Petrobras em 2000, assim tornando a PifCo uma subsidiária integral da Companhia. A Petrobras International Finance Company é uma companhia 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 (4o andar), George Town, Grand Cayman, Cayman Islands, e o número de telefone é (55-21) 3487-2375.

A PifCo tem quatro subsidiárias, sendo:

- **Petrobras Europe Ltd. (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 do Norte. As atividades consistem em consultoria e a negociação dos termos e condições a respeito do petróleo e derivados fornecidos à PifCo e à Petrobras, bem como a comercialização de petróleo e derivados brasileiros destinados a exportação às 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 empreiteiro independente, de acordo com o contrato de prestação de serviços celebrado entre a PEL e a Petrobras. Por outro lado, compensamos a PEL por todos os custos incorridos em relação a essas atividades, mais uma margem adicional.
- **Petrobras Finance Ltd. (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 da Petrobras e vende os produtos nos mercados internacionais para gerar divisas a receber das exportações para cobrir suas obrigações de transferir esses recebíveis a uma fidúcia, dentro de um programa de prépagamento de exportações. Até 1º de junho de 2006, a PFL também comprava combustível para o abastecimento de navios (*bunker fuel*) da Petrobras. O programa de pré-pagamento de exportações contribui com os recursos necessários para que a PFL adquira derivados da Petrobras, conforme descrito abaixo.
- **Bear Insurance Co. Ltd. (BEAR):** Em janeiro de 2003, a BEAR foi transferida da Brasoil à PifCo. Essa transação ocorreu como parte da reestruturação de nosso segmento Internacional. A BEAR atua como intermediária para a Petrobras, fornecendo consultoria e negociando os termos e condições em relação a determinadas apólices de seguro da Companhia.
- **Petrobras Singapore Pte. Ltd. (PSPL):** Em abril de 2006, a PifCo fundou a PSPL, uma companhia constituída em Cingapura para comercializar petróleo e derivados em relação às nossas atividades comerciais na Ásia. A empresa iniciou suas operações em 1º de julho de 2006.

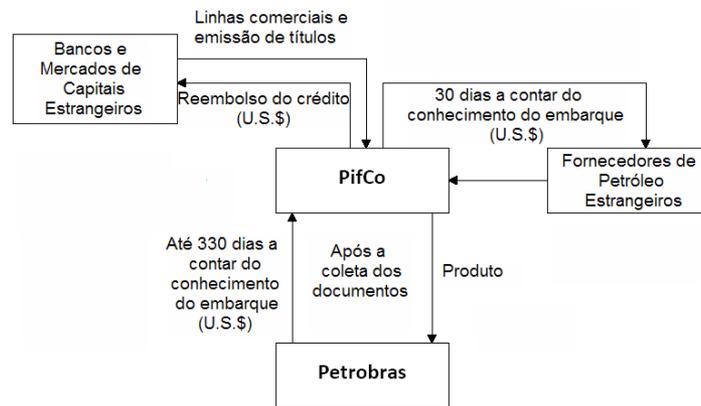
As Principais Atividades Comerciais da PifCo

A principal atividade da PifCo é a compra de petróleo e derivados para a revenda à Petrobras e, em quantias limitadas, a terceiros. A PifCo adquire quase todo o seu petróleo bruto e derivados ou pelo mercado à vista ou através de contratos de fornecimento de curto prazo. A PifCo também compra uma pequena parte de seu petróleo e derivados através

de contratos de fornecimento de longo prazo. As obrigações da PifCo de comprar petróleo e derivados são, na maioria dos casos, garantidas pela Companhia. Depois, a PifCo revende os produtos que adquiriu para a Petrobras, ao preço de compra mais um ágio, que é determinado de acordo com uma fórmula calculada para nos repassar o custo médio de capital da PifCo.

Adicionalmente, a PifCo financia suas negociações de petróleo principalmente através de bancos comerciais, que fornecem linhas de crédito, bem como através de empréstimos da Petrobras e a emissão de títulos nos mercados internacionais de capitais.

O gráfico a seguir demonstra como a PifCo atua como intermediária entre os fornecedores internacionais de petróleo bruto e a Companhia:



A PifCo compra petróleo bruto e derivados de fornecedores internacionais na base de livre a bordo (F.O.B.), de acordo com termos padrões que tradicionalmente exigem o pagamento em 30 dias a contar do conhecimento de embarque. Tipicamente, não conseguiríamos cumprir o prazo de 30 dias exigidos pelos fornecedores internacionais, devido à complexidade dos regulamentos alfandegários e de importações do Brasil. Por exemplo, se as mercadorias de um determinado conhecimento de embarque precisam ser enviadas para diferentes lugares no Brasil, diferentes conjuntos de documentos devem ser entregues a cada destino. Dependendo da localização de cada porto de descarregamento, esse processo pode levar até 120 dias, a contar

da partida do navio, para ser concluído. Sendo que a PifCo não é sujeita aos regulamentos brasileiros aplicáveis à Petrobras, a companhia pode pagar o fornecedor internacional a tempo, sem a necessidade de apresentar esses diferentes conjuntos de documentos. Para cobrir seus custos de financiamento, a PifCo adiciona um ágio ao vender o petróleo e derivados à Petrobras. Assim, podemos comprar petróleo e derivados da PifCo sob termos que permitam o pagamento em até 330 dias a contar do conhecimento de embarque, o que é tempo suficiente para cumprir com todos os regulamentos alfandegários e de importação.

Programa de Pré-pagamento de Exportações

Em 2001, estabelecemos 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. Uma fiduciária nas Ilhas Cayman, a PF Export Receivables Master Trust (the "trust"), levanta recursos através da emissão de certificados para investidores e fornece esses recursos para a PFL comprar óleo combustível da Companhia. Essas compras são feitas de acordo com um Contrato Master de Exportação e um Contrato de Pré-pagamento que determina

compromissos mínimos de compra trimestral. A PFL transfere todas as divisas a receber da venda dessas exportações à fiduciária (trust), e esses valores a receber servem como garantia das obrigações em relação aos certificados. Por sua vez, os certificados representam interesse pecuniário indiviso e privilegiado na propriedade da fiduciária (trust).

Os valores a receber a serem designados para venda em determinado trimestre representam somente uma parte dos valores a receber previstos da venda de óleo combustível pela PFL no período. O restante dos valores a receber pertencem à PFL.

Desde o início do programa, a fiduciária emitiu Certificados Fiduciários Privilegiados (*Senior Trust Certificates*) no valor total de U.S.\$1,5 bilhão. Já pré-pagamos ou amortizamos uma parte desses certificados. Atualmente, existem U.S.\$464 milhões em aberto em relação aos certificados.

Desde 2002, quando protocolamos uma declaração de registro de emissão futura de títulos (*shelf registration statement*) com a SEC no formulário F-3, temos utilizado os mercados de capitais para suprir as nossas necessidades de financiamento.

Em apoio ao programa de pré-pagamento de exportações, vendemos o óleo combustível para empresas de serviços públicos, refinarias e traders. A tabela a seguir apresenta nossas vendas de exportação de óleo combustível durante o período de 2003 a 2007:

	2007	2006	2005	2004	2003
Milhões de dólares	2.205,9	1.500,1	1.077,6	1.306,1	967,3
Milhões de barris	39,6	67,3	25,5	47,5	38,4

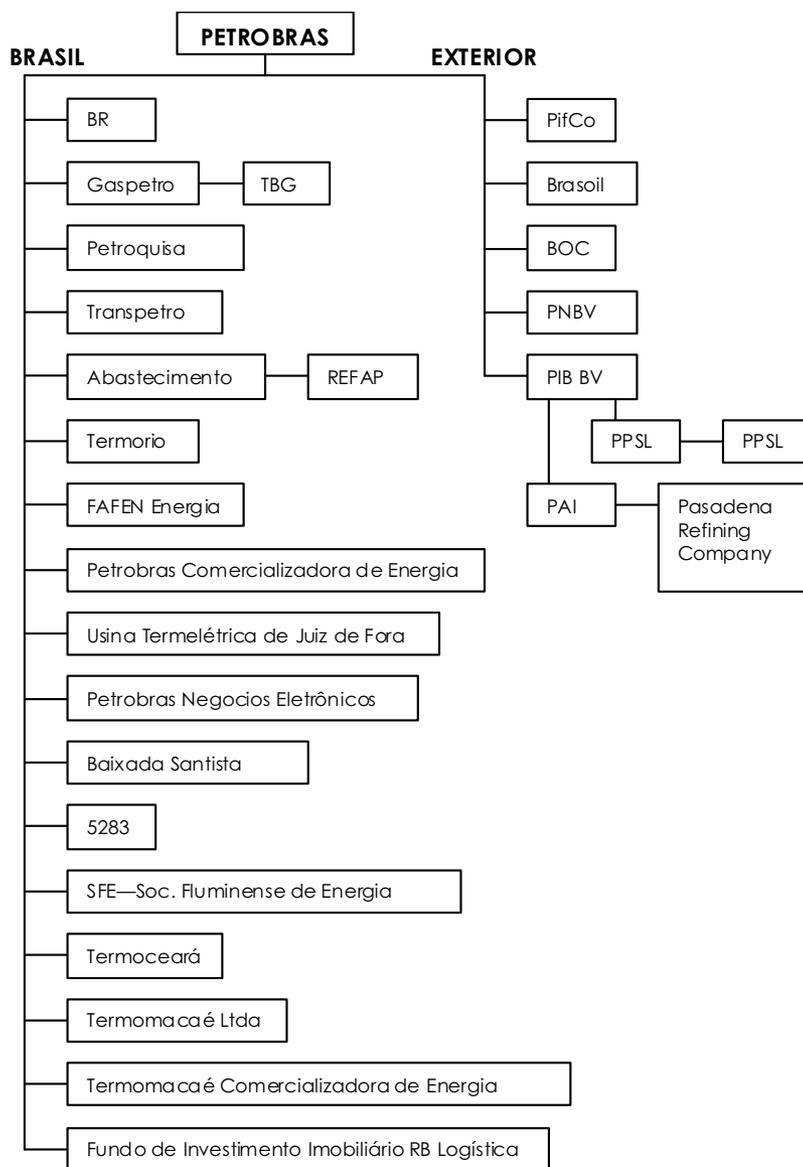
Estrutura Organizacional

Todas as nossas 22 subsidiárias diretas listadas abaixo foram constituídas em conformidade com as leis do Brasil, com a exceção da PifCo, Petrobras International Braspetro B.V. (PIB BV), Braspetro Oil Company (BOC), Braspetro Oil Services

Company (Brasoil) e Petrobras Netherlands B.V. (PNBV), que foram constituídas no exterior. Veja o Anexo 8.1 para uma lista completa de nossas subsidiárias, mostrando o nome completo, jurisdição de

constituição e a porcentagem de nossa participação acionária.

O gráfico a seguir apresenta as subsidiárias consolidadas mais importantes em 31 de dezembro de 2007:



Ativo Imobilizado

Petrobras

Nossos principais ativos tangíveis são os poços, plataformas, instalações de refino, dutos, embarcações e outros ativos de transporte, e usinas termoeletricas. A maioria desses estão localizados no Brasil.

As instalações pertencem à Petrobras ou estão arrendadas pela Companhia, e algumas de nossas instalações estão sujeitas a ônus, embora o valor desses ativos gravados não é relevante.

Temos o direito de explorar as reservas de petróleo e gás no Brasil, sob contratos de concessão, mas as reservas pertencem ao governo, conforme a legislação brasileira. O Item 4 - "Informações sobre a Companhia" inclui uma descrição de nossas reservas e fontes de petróleo bruto e gás natural, os principais ativos tangíveis, e planos significantes para expandir e aprimorar as nossas instalações.

PifCo

A PifCo não detém nem arrenda qualquer ativo imobilizado relevante.

Regulamentação do Setor de Petróleo e Gás no Brasil

Estrutura Regulamentar

De acordo com as leis brasileiras, o governo detém todas as reservas de petróleo bruto e gás natural no Brasil. Entre 1953 e 1997, o governo brasileiro manteve um monopólio sobre a pesquisa, exploração, produção, refino e transporte de petróleo e derivados no Brasil e na sua plataforma continental, com a exceção daquelas empresas que já estavam atuando no refino e distribuição em 1953, que foram permitidas a continuar com essas atividades. A Petrobras era o agente exclusivo do governo brasileiro na exploração do seu monopólio, incluindo a importação e exportação de petróleo e derivados.

Em 1995, numa ampla reforma do sistema regulamentar do setor de petróleo e gás, o Congresso brasileiro alterou a Constituição Nacional, autorizando o governo brasileiro a contratar qualquer empresa estatal ou privada para realizar atividades relacionadas às áreas de exploração, produção e abastecimento do setor de petróleo e gás no Brasil. Essa alteração levou à promulgação da Lei do Petróleo, que previu o estabelecimento de uma nova estrutura regulamentar, encerrando a nossa representação exclusiva e possibilitando a concorrência em todos os aspectos do setor de petróleo e gás no Brasil. Desde aquele momento,

temos operado em um ambiente de desregulamentação gradativa e concorrência crescente.

A Lei do Petróleo também criou uma agência reguladora independente, a Agência Nacional de Petróleo, Gás e Combustíveis Renováveis (ANP). A função do ANP é de regulamentar o setor de petróleo, gás natural e combustíveis renováveis no Brasil, e sua missão é de criar um ambiente competitivo que resultarão nos menores preços e melhores serviços para o consumidor. Suas principais responsabilidades incluem regulamentar os termos das concessões para o desenvolvimento de exploração e produção e conferir novas concessões exploratórias.

A Lei do Petróleo nos concedeu o direito exclusivo de explorar as reservas de petróleo bruto em todos os nossos campos produtores durante 27 anos, a contar da data em que foi declarada comercialmente viável. A Lei também determinou uma estrutura processual para que a Companhia reivindique os direitos de exploração exclusivos por um período de até três anos, posteriormente prorrogado para cinco anos, em áreas onde pudemos demonstrar que tínhamos estabelecido a exploração antes da promulgação da Lei do Petróleo. Para estabelecer o nosso pleno direito de explorar e desenvolver essas áreas, era necessário demonstrar nossa capacidade financeira de realizar essas atividades, sozinho ou por meio de acordos cooperativos.

Veja o Item 5 - "Análise Operacional e Financeira e Perspectivas—Liquidez e Recursos de Capital — Petrobras" para uma discussão dos regulamentos que norteiam nosso processo de orçamento e planejamento estratégico.

O Brasil não é membro de OPEP e, portanto, nem o Brasil nem a Companhia é obrigada a seguir as diretrizes estabelecidas pela OPEP. Entretanto, à medida que a OPEP influencia os preços internacionais de petróleo, nossos preços são afetados, já que estão vinculados aos preços

internacionais de petróleo. Fomos convidados a participar das reuniões da OPEP, como observadores.

Regulamentação dos Preços

Até a promulgação da Lei do Petróleo, em 1997, o governo brasileiro detinha o poder de regular todos os aspectos da determinação dos preços do petróleo bruto, derivados, etanol, gás natural, energia elétrica e outras fontes de energia. Em 2002, o governo eliminou os controles sobre os preços de petróleo e derivados, embora mantivesse a regulamentação da energia elétrica e de determinados contratos de venda de gás natural. No mesmo ano, o governo brasileiro introduziu um imposto sobre a venda e importação de petróleo bruto, derivados e produtos de gás natural (Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico - CIDE).

Regulamentação da Exploração e Desenvolvimento

De acordo com a Lei do Petróleo e os contratos de concessão outorgados pela ANP, somos obrigados a efetuar os seguintes pagamentos ao governo:

- bônus de assinatura, pagável na execução do contrato de concessão, com base no valor do lance vencedor no leilão, e sujeito ao nível mínimo publicado no respectivo edital de licitação;
- aluguel anual para a ocupação ou retenção das áreas disponíveis para exploração e produção, numa taxa determinada pela ANP no respectivo edital de licitação, baseado no tamanho, localização e características geológicas do bloco de concessão;
- participação especial, cobrado a uma taxa que varia de 0 a 40% da receita operacional líquida obtida da produção do campo. Em 2007, recolhemos esse imposto em relação a 20 campos, incluindo o Marlim, Albacora, Roncador, Leste do Urucu, Rio Urucu, Canto do Amaro, Marimbá, Marlim Sul,

Namorado, Carapeba, Pampo, Albacora Leste, Barracuda, Caratinga, Cherne, Fazenda Alegre, Miranga, Carmópolis, Espadarte e Jubarte. A receita líquida é a receita bruta menos os *royalties* pagos pelos direitos de exploração, os investimentos na exploração, os custos operacionais e os ajustes de depreciação e os impostos aplicáveis. O imposto de participação especial utiliza como referência os preços internacionais de petróleo, convertidos em reais na taxa de câmbio vigente; e

- *royalties*, que tipicamente correspondem a 5% e 10% do valor da produção, com base nos preços de referência do petróleo bruto ou gás natural, conforme determinado no respectivo edital de licitação e contrato de concessão. Para calcular as taxas de *royalty*, a ANP também leva em consideração os riscos geológicos e nível de produtividade previsto para cada concessão. Atualmente, quase toda a nossa produção de petróleo é tributada à taxa de *royalty* máxima.

A Lei do Petróleo também exige que as concessionárias de campos terrestres paguem ao proprietário da terra uma taxa de participação especial, que varia entre 0,5% e 1,0% da receita operacional líquida obtida da produção do campo.

Regulamentos Ambientais

Todas as fases do negócio de petróleo bruto e gás natural apresentam riscos e perigos ambientais. Nossas instalações no Brasil estão sujeitas a uma ampla variedade de leis, regulamentos e exigências de licenciamento, nos níveis federal, estadual e municipal, em relação à proteção da saúde humana e do meio ambiente. No nível federal, nossas atividades marítimas, e aquelas que envolvem mais de um estado brasileiro, estão sujeitas à autoridade regulatória do Conselho Nacional do Meio Ambiente

(CONAMA) e à autoridade administrativa do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), que emite licenças operacionais e de perfuração. A manutenção das licenças exige a apresentação de relatórios ao IBAMA, incluindo relatórios do monitoramento de segurança e poluição (IOPP). As condições ambientais, de saúde e segurança em terra estão controladas ao nível estadual, e não no federal, e existe uma responsabilidade rigorosa por danos ambientais, mecanismos para a aplicação de padrões ambientais e exigências de licenciamento para atividades poluentes.

As pessoas físicas ou jurídicas cuja conduta ou atividades provocam danos ao meio ambiente estão sujeitas a penas criminais e administrativas. As agências governamentais de proteção ambiental poderão também impor penas administrativas em caso de falta de cumprimento com a leis e regulamentos ambientais, incluindo:

- multas;
- suspensão parcial ou total das atividades;
- obrigação de financiar projetos ambientais e de recuperação;
- perda ou restrição de incentivos ou benefícios fiscais;
- fechamento das instalações ou empreendimentos; e
- perda ou suspensão da participação em linhas de crédito fornecidas por entidades oficiais de crédito.

Estamos sujeitos a vários processos administrativos e ações civis e criminais relacionadas a questões ambientais. Veja o Item 8 - "Informações Financeiras — Processos Judiciais — Reivindicações Ambientais".

Em 2007, investimos cerca de U.S.\$1.015 milhões em projetos ambientais, em comparação a aproximadamente U.S.\$645 milhões em 2006 e U.S.\$521 milhões em 2005. Esses investimentos foram

direcionados principalmente à redução de emissões e resíduos resultantes de processos industriais, a gestão de efluentes e do uso da água, a recuperação de áreas impactadas, a implementação de novas tecnologias ambientais, o aprimoramento dos dutos e o aperfeiçoamento de nossa capacidade de responder a situações emergenciais.

Iniciativas em Segurança, Meio Ambiente e Saúde

A proteção da saúde humana e do meio ambiente é uma de nossas principais preocupações, e é fundamental para o nosso sucesso como uma empresa de energia integrada. Criamos um Comitê de Gestão de Segurança, Meio Ambiente e Saúde (SMS), formado por gerentes executivos de nossas unidades de negócios e diretores das subsidiárias, a BR Distribuidora e a Transpetro. O trabalho do Comitê é apoiado por três subcomitês e uma comissão permanentes, além de comissões temporárias e grupos de trabalho, cada uma com a responsabilidade por uma questão específica da SMS, tais como licenciamento e indenização ambiental, emissões e mudança climática, avaliação de risco operacional, administração de mudanças, novos projetos e administração de saúde.

Também criamos um Comitê Ambiental, formado por três membros de nosso Conselho de Administração. As responsabilidades desse comitê incluem: (i) supervisionar e administrar questões ambientais e de segurança no trabalho que nos afetam; (ii) estabelecer metas ambientais mensuráveis e assegurar seu cumprimento; e (iii) recomendar ao Conselho de Administração quaisquer mudanças necessárias na política da SMS. O estatuto do Comitê Ambiental ainda está aguardando a aprovação do Conselho de Administração da Companhia.

Nossas ações para tratar das questões da SMS e assegurar o cumprimento dos regulamentos ambientais incluem:

- desenvolvimento do programa PEGASO, para aprimorar os dutos e outros equipamentos, implementar novas tecnologias, aperfeiçoar a nossa preparação para responder a emergências, reduzir as emissões e resíduos e evitar acidentes ambientais. Entre abril de 2000 e dezembro de 2007, gastamos cerca de U.S.\$4.648 milhões nesse programa, incluindo o Programa de Integridade de Dutos, pelo qual conduzimos inspeções e fizemos aprimoramentos em nossos dutos. Durante 2007, gastamos aproximadamente U.S.\$567 milhões em relação ao programa PEGASO;
- elaboração de uma nova política e diretrizes corporativas de SMS, focalizadas nos princípios de desenvolvimento sustentável, conformidade com a legislação e indicadores de desempenho ambiental;
- manutenção de dez centros de proteção ambiental e treze bases avançadas para a prevenção, controle e resposta de derramamentos de óleo, planos de contingência local e regional, terrestres e marítimas, em relação a vazamentos de óleo, envolvendo os serviços públicos e as comunidades, três embarcações para a recuperação de vazamentos de óleo (OSRVs), totalmente equipadas para o controle de derramamentos e o combate a incêndios;
- obtenção da certificação ISO 14001 (meio ambiente) e OHSAS 18001 (saúde e segurança) para nossas unidades operacionais. Em dezembro de 2007, Petrobras detinha 40 certificações para suas unidades operacionais no Brasil e unidades no exterior. Em virtude de algumas dessas certificações abrangerem mais do que um local, o número total de unidades certificadas é 182 no Brasil e 20 no exterior. A Frota Nacional de Petroleiros é totalmente

certificada com o *ISM Code* (pelo Código de Gestão Internacional IMO para a Operação Segura de navios e a Prevenção de Poluição) desde dezembro de 1997;

- engajamento regular e ativo com o Ministério das Minas e Energia do Brasil e IBAMA, incluindo a negociação de novos regulamentos de indenização ambiental e a discussão de questões ambientais em relação a novos gasodutos, projetos de produção de petróleo e gás e outros aspectos de nossas operações; e
- desenvolvimento de um novo programa estratégico sobre mudanças climáticas, com o objetivo de implementar os mais altos padrões da indústria de energia em relação ao controle de gases de efeito estufa. Reduzindo o impacto ambiental de nossas operações, contribuiremos para nossa própria sustentabilidade e atenuaremos as mudanças climáticas globais.

Além disso, realizamos estudos ambientais para todos os novos projetos, em cumprimento da legislação ambiental brasileira, e nossa área de SMS avalia todos os projetos com um orçamento total superior a U.S.\$25 milhões, para verificar a sua conformidade com todas as exigências da SMS e a adoção das melhores práticas da SMS durante todo o ciclo de vida do projeto.

No passado, sofremos derramamentos de óleo que resultaram em multas sendo cobradas por várias agências ambientais a nível estadual e federal, e diversas ações civis e criminais e investigações. Em 2007, os vazamentos de óleo totalizaram 101.970 galões de petróleo, comparado com 77.402 galões em 2006 e 71.141 galões em 2005.

Continuaremos a avaliar e desenvolver iniciativas para tratar de questões da SMS e reduzir nossa exposição aos riscos da SMS.

Seguro

Nossos programas de seguro estão focados principalmente na concentração de riscos e a importância e valor da reposição dos ativos, o que acreditamos seja a norma em nossa indústria. De acordo com a política de gestão de risco, os riscos relacionados a nossos principais ativos, tais como refinarias, petroleiros, a frota e as plataformas de produção marítima e sondas, estão seguradas com seguradoras brasileiras pelo seu valor de reposição. Apesar das apólices serem emitidas no Brasil, a maioria de nossas apólices estão resseguradas no exterior com 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 operações internacionais é segurada ou ressegurada com a subsidiária de Bermudas, a Bear Insurance Company Limited, seguindo exatamente os mesmos critérios de classificação.

Nossos ativos menos valiosos, tais como pequenas embarcações de apoio, determinadas instalações de estocagem, e algumas instalações administrativas, têm auto-seguro. 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 os poços em quase todas as nossas operações no Brasil, e sim cobertura para responsabilidade operacional de terceiros em relação às atividades terrestres e marítimas, incluindo riscos ambientais como vazamentos de óleo. Apesar de não termos seguro para a maioria de nossos dutos, nosso seguro cobre os danos ou perdas sofridos por terceiros como resultado de incidentes específicos, bem como a poluição provocada por óleo. Também mantemos cobertura para os riscos relacionados a carga, casco e máquinas. Todos os projetos e instalações em construção que envolvem uma perda máxima estimada superior a U.S.\$50 milhões estão cobertas por uma apólice de construção.

O prêmio para renovar a apólice de seguro de nossos bens nacionais para o período de 12 meses começando em junho de 2007 era de U.S.\$26,2 milhões. Isso representou uma redução de 24,1% em relação ao período anterior. Essa redução foi devida, principalmente, a uma melhora nas condições do mercado de seguros. No mesmo período, houve um aumento de 10,4% no valor segurado de nossos ativos, de U.S.\$43,2 bilhões para U.S.\$47,7 bilhões. Desde 2001, nossa retenção de risco tem aumentado, e nossos dedutíveis podem atingir em certos casos o valor de U.S.\$50 milhões.

Item 4A. Observações Não Resolvidas dos Funcionários

Não é aplicável.

Item 5. Análise Operacional e Financeira e Perspectivas

Análise e Discussão da Administração sobre a Condição Financeira e Resultados Operacionais da Petrobras

A discussão a seguir sobre nossa condição financeira e os resultados operacionais deve ser considerada junto às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e às notas

explicativas anexas iniciando na página F-1 deste relatório anual.

Visão Geral

Recebemos receitas de:

- vendas domésticas, que consistem principalmente em vendas de derivados (tais como óleo diesel, gasolina, combustível para aeronaves, nafta, óleo combustível,

e gás liquefeito de petróleo), gás natural, produtos petroquímicos e eletricidade;

- 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 produzidos e refinados no exterior; e
- outras fontes, incluindo serviços, receita de investimentos e ganhos cambiais.

Nossas despesas incluem:

- custos de vendas (que são compostos de despesas com mão-de-obra, custos operacionais e compras de petróleo e derivados); manutenção e reparo de propriedades, plantas e equipamentos; depreciação e amortização de ativos permanentes; exaustão de campos de petróleo; e custos de exploração;
- despesas de vendas (que incluem as despesas para transporte e distribuição de nossos produtos), gerais e administrativas; e
 - despesas financeiras e perdas cambiais.

As flutuações em nossa condição financeira e no resultado operacional são o resultado de uma combinação de fatores, incluindo:

- o volume do petróleo, derivados e gás natural que produzimos e vendemos;
- alterações nos preços internacionais de petróleo e derivados, que são denominados em dólares norte-americanos;
- alterações relacionadas nos preços domésticos do petróleo e derivados, que são denominados em reais;

- flutuações nas taxas de câmbio do real/dólar norte-americano e peso argentino/dólar norte-americano;
- o valor de taxas de produção que são exigidos a serem pagos em relação às nossas operações.

Volumes de Vendas e Preços

A lucratividade de nossas operações em qualquer período contábil específico está relacionada ao volume de vendas, e aos preços do petróleo, derivados e gás natural que vendemos. Nossas vendas líquidas consolidadas em 2007 totalizaram aproximadamente 1.182.235 milhões de barris de óleo equivalente, representando US\$ 87.735 milhões em receitas operacionais líquidas, em comparação a aproximadamente 1.104.723 milhões de barris de óleo equivalente, representando US\$ 72.347 milhões em receitas operacionais líquidas em 2006 e aproximadamente 1.025.033 milhões de barris de óleo equivalente e US\$ 56.324 milhões em receitas operacionais líquidas em 2005.

Como uma empresa integrada verticalmente, processamos a maior parte de nossa produção de petróleo em nossas refinarias e vendemos os derivados refinados principalmente no mercado doméstico brasileiro. Portanto, é o preço dos derivados, e não o preço do petróleo, que afeta mais diretamente nossos resultados financeiros. Entretanto, conforme a produção de petróleo aumentar, e conforme as exportações aumentarem, o aumento na produção de petróleo terá uma maior importância relativa.

Os preços do derivado do petróleo variam com o decorrer do tempo como resultado de muitos fatores, incluindo o preço do petróleo. A média dos preços do Brent, uma referência internacional de petróleo, era de aproximadamente US\$ 72,52 por barril em 2007, US\$ 65,14 por barril em 2006 e US\$ 54,38 por barril em 2005. Em dezembro de 2007, os preços do Brent

eram, em média, de US\$ 90,97 por barril. Os preços de petróleo têm mostrado volatilidade no primeiro trimestre de 2008, sendo em média US\$ 96,56 por barril. Durante 2007, não anunciamos nenhum aumento em nossos preços de gasolina e diesel no mercado doméstico.

Durante 2007, aproximadamente 69,2% de nossas receitas operacionais

Nossas receitas são derivadas principalmente das vendas no Brasil. A tabela a seguir mostra nossas vendas domésticas por volume de petróleo, gás natural e etanol para cada um dos anos de 2007, 2006 e 2005:

	No Exercício Findo em 31 de dezembro de								
	2007			2006			2005		
	Volume	Preço Médio Líquido ((US\$)(1) (1))	Receitas operacionais líquidas (milhões de US\$)	Volume	Preço Médio Líquido ((US\$)(1) (1))	Receitas operacionais líquidas (milhões de US\$)	Volume	Preço Médio Líquido ((US\$)(1) (1))	Receitas operacionais líquidas (milhões de US\$)
	(mbbl, exceto quando declarado de outra forma)			(mbbl, exceto quando declarado de outra forma)			(mbbl, exceto quando declarado de outra forma)		
Produtos de energia:									
Gasolina para automóveis	109.654	83,73	9.181	112.541	73,86	8.312	104.901	60,08	6.302
Diesel	257.304	96,42	24.809	245.159	83,65	20.507	242.831	68,20	16.561
Etanol	62	80,65	5	59	67,80	4	126	23,79	3
Óleo Combustível (incluindo bunker)	38.647	55,89	2.160	36.340	47,47	1.725	36.243	40,81	1.479
Gás liquefeito de petróleo	75.326	40,36	3.040	73.382	36,00	2.642	77.891	34,55	2.691
Total de produtos de energia	480.993		39.195	467.481		33.190	461.992		27.036
Produtos não de energia:									
Nafta petroquímica	60.609	73,92	4.480	60.197	63,31	3.111	57.281	53,49	3.064
Outros	100.920	84,91	8.569	96.369	63,09	6.080	80.953	58,36	4.724
Total de produtos não de energia	161.529		13.049	156.566		9.891	138.234		7.788
Gás natural (barris de óleo equivalente)	90.520	31,27	2.831	88.839	26,27	2.334	83.090	21,77	1.809
Subtotal	733.042		55.075	712.886	63,71	45.415	683.316	53,61	36.633
Vendas líquidas de distribuição	229.941	99,56	22.894	204.649	91,46	18.718	201.347	78,53	15.811
Vendas líquidas inter-companhia	(220.208)			(195.203)			(187.268)		
	↓	78,29	(17.241)	↓	69,89	(13.692)	↓	62,22	(11.651)
Total do mercado doméstico	742.775	81,76	60.728	721.632	69,90	50.441	697.395	58,49	40.793
Vendas líquidas de exportação	225.570	73,20	16.512	259.630	55,39	14.381	187.008	47,80	8.938
Vendas líquidas internacionais	134.949	35,12	4.739	73.363	62,72	4.601	64.860	48,41	3.140
Outros	78.941	65,67	5.184	50.098	47,87	2.398	75.770	40,09	3.038
Subtotal	439.460	60,15	26.435	383.091	55,81	21.380	327.638	46,14	15.116
Serviços	—	—	572	—	—	526	—	—	415
Vendas líquidas consolidadas	1.182.235		87.735	1.104.723		72.347	1.025.033		56.324

(1) Preço médio líquido calculado pela divisão das vendas líquidas pelo volume do ano.

Efeito de Impostos em nosso Lucro

Além dos impostos pagos em nome dos consumidores para governos federais, estaduais e municipais, tais como o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços, ou ICMS, somos obrigados a pagar três principais encargos sobre nossas atividades de produção de petróleo no Brasil: royalties, participação especial e bônus de retenção. Consulte o item 4. "Informações sobre a Empresa — Regulamentação do Setor de Petróleo e Gás no Brasil — Regulamento de Exploração e Desenvolvimento" e o item 3. "Principais Informações — Fatores de Risco — Riscos Relacionados ao Brasil."

Esses encargos impostos pelo governo brasileiro são incluídos em nosso custo de mercadorias vendidas. Além disso, estamos sujeitos ao imposto sobre nossa renda a uma alíquota vigente de 25% e uma contribuição social sobre o lucro a uma alíquota vigente de 9%, o imposto de renda padrão de pessoa jurídica no Brasil. Vide a Nota Explicativa 3 às nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas.

Variação das Taxas de Inflação e Cambial

Inflação

Desde a introdução do *real* como a nova moeda brasileira em julho de 1994, a inflação no Brasil permaneceu relativamente estável, apesar de ela ter aumentado notavelmente em 2002. A inflação foi de 4,46% em 2007, 3,14% em 2005 e 5,69% em 2004, conforme mensuração feita pelo IGP-DI, um índice geral de preços. A inflação teve, e pode continuar a ter, efeitos em nossa condição financeira e nos resultados operacionais.

Variação Cambial

Desde que adotamos o *real* como nossa moeda funcional em 1998, as flutuações no valor do *real* frente ao dólar norte-americano, tiveram múltiplos efeitos em nossos resultados operacionais.

Nossa moeda usada nos relatórios para todos os períodos é o dólar norte-americano. Mantemos nossos registros financeiros em *reais*, e convertemos nossas demonstrações para dólares norte-americanos à taxa média do período. Apesar de substancialmente todas as nossas receitas serem em *reais*, elas estiveram, e continuam a estar, ligadas aos preços internacionais com base em dólar norte-americano, já que praticamente todas as nossas vendas são de petróleo ou produtos derivados. Quando o *real* é fortalecido frente ao dólar norte-americano como tem acontecido desde 2003, o efeito é aumentar tanto as receitas quanto as despesas de modo geral quando expressadas em dólar norte-americano. Quando o *real* é fortalecido, os preços dos nossos produtos quando expressados em *reais* pode permanecer constante, embora aumentem nos termos do dólar. Em 2007, houve uma valorização de 10,5% do *real* em relação ao dólar norte-americano, em comparação a uma valorização de 10,7% em 2006 e 16,8% em 2005.

Se o *real* fosse desvalorizado em relação ao dólar norte-americano, nossos preços iriam diminuir quando expressados em dólar, a menos que nós aumentássemos os preços.

Os ajustes de conversão de moeda estrangeira refletindo uma depreciação têm um impacto significativo no balanço patrimonial de uma empresa como a nossa, cujos ativos são denominados principalmente em *reais*, mas cujos passivos são denominados principalmente em moedas estrangeiras. Os valores dos ativos aumentam quando o *real* é valorizado. As alterações nos valores de nossos ativos debitadas ao patrimônio líquido, mas não afetam necessariamente nossos fluxos de caixa, já que nossas receitas e rendimentos em dinheiro estão, em uma ampla medida, ligados ao dólar norte-americano, e uma parte de nossas despesas operacionais está ligada ao *real*. Vide a Nota Explicativa 2 dos nossos demonstrativos financeiros consolidados auditados para o exercício findo em 31 de dezembro de 2007, para obter mais informações sobre a tradução

de valores do *real brasileiro para dólares norte-americanos*.

A flutuação da taxa de câmbio também afeta o valor do lucro acumulado disponível para distribuição pela Petrobras quando mensurado em dólares norte-americanos. Os valores reportados como disponíveis para distribuição em nossos registros contábeis regulamentares elaborados de acordo com os princípios contábeis brasileiros aumentam ou

diminuem quando mensurados em dólares norte-americanos, já que o *real* sofre valorizações ou desvalorizações frente ao dólar norte-americano. Além disso, a flutuação da taxa de câmbio cria ganhos e perdas cambiais que são incluídos em nossos resultados operacionais determinados de acordo com princípios contábeis brasileiros e afeta o valor de nosso lucro não acumulado disponível para distribuição.

Resultados das Operações

As diferenças em nossos resultados operacionais, ano a ano, ocorrem como resultado de uma combinação de fatores, incluindo, principalmente: o volume de petróleo, derivados e gás natural que produzimos e vendemos, o preço pelo qual

	2007	2006	2005
Produção de Petróleo e LGN (mmbbl/d):			
Brasil.....	1.792	1.778	1.684
Internacional.....	112	130	163
Produção internacional não consolidada (1).....	14	12	—
Total da Produção de Petróleo e LGN.....	1.918	1.920	1.847
Alteração na Produção de Petróleo e LGN	-0,1%	4,0%	11,2%
Preço Médio de Venda para Petróleo (US\$/barril)			
Brasil.....	61,57	54,71	45,42
Internacional.....	50,46	44,02	34,91
Produção de gás natural (mmcf/d):			
Brasil.....	1.638	1.660	1.644
Internacional.....	648	595	576
Produção internacional não consolidada (1).....	12	12	—
Total da Produção de Gás Natural	2.298	2.267	2.220
Alteração na Produção de Gás Natural (apenas vendido).....	1,4%	2,2%	3,1%
Preço de Venda Médio para Gás Natural (US\$/Mcf)			
Brasil.....	5,86	2,61	2,17
Internacional.....	2,68	2,16	1,64
Taxa de câmbio no final do ano (Reais/U.S.\$)	1,77	2,14	2,34
Valorização (Desvalorização) durante o exercício(2)	17,2%	8,7%	11,8%
Taxa de câmbio média para o exercício (Reais/U.S.\$)	1,95	2,18	2,44
Valorização (Desvalorização) durante o exercício(3)	10,5%	10,7%	16,8%
Taxa da inflação (IPCA)	4,5%	3,1%	5,7%

(1) Empresas não consolidadas na Venezuela.

(2) Baseado na taxa de câmbio do final do ano.

(3) Baseado na taxa de câmbio média do exercício

Resultados das Operações — 2007 comparados com 2006

Praticamente todas as nossas receitas e despesas para nossas atividades brasileiras são denominadas e pagáveis em reais. Quando o real é fortalecido frente ao dólar norte-americano como aconteceu em 2007 (10,5%) e 2006 (10,7%), o efeito é aumentar tanto a receita quando a despesa de modo geral quando expressadas em dólar norte-americano. Entretanto, a valorização do real frente ao dólar norte-americano afeta a linha de itens discutida abaixo de maneiras diferentes. A seguinte comparação entre os resultados das nossas operações em 2007 e 2006 também é impactada pelo valor do real frente ao dólar norte-americano durante esse período. Vide a Nota Explicativa 2 dos nossos demonstrativos

vendemos nosso petróleo, derivados e gás natural e o diferencial entre a taxa de inflação brasileira e a desvalorização ou valorização do real frente ao dólar norte-americano. A tabela abaixo mostra o valor pelo qual cada uma dessas variáveis mudou durante os últimos três exercícios:

	2007	2006	2005
Produção de Petróleo e LGN (mmbbl/d):			
Brasil.....	1.792	1.778	1.684
Internacional.....	112	130	163
Produção internacional não consolidada (1).....	14	12	—
Total da Produção de Petróleo e LGN.....	1.918	1.920	1.847
Alteração na Produção de Petróleo e LGN	-0,1%	4,0%	11,2%
Preço Médio de Venda para Petróleo (US\$/barril)			
Brasil.....	61,57	54,71	45,42
Internacional.....	50,46	44,02	34,91
Produção de gás natural (mmcf/d):			
Brasil.....	1.638	1.660	1.644
Internacional.....	648	595	576
Produção internacional não consolidada (1).....	12	12	—
Total da Produção de Gás Natural	2.298	2.267	2.220
Alteração na Produção de Gás Natural (apenas vendido).....	1,4%	2,2%	3,1%
Preço de Venda Médio para Gás Natural (US\$/Mcf)			
Brasil.....	5,86	2,61	2,17
Internacional.....	2,68	2,16	1,64
Taxa de câmbio no final do ano (Reais/U.S.\$)	1,77	2,14	2,34
Valorização (Desvalorização) durante o exercício(2)	17,2%	8,7%	11,8%
Taxa de câmbio média para o exercício (Reais/U.S.\$)	1,95	2,18	2,44
Valorização (Desvalorização) durante o exercício(3)	10,5%	10,7%	16,8%
Taxa da inflação (IPCA)	4,5%	3,1%	5,7%

financeiros consolidados auditados para o exercício findo em 31 de dezembro de 2007, para obter mais informações sobre a tradução de valores do real brasileiro para dólares norte-americanos.

Certos valores de anos anteriores foram reclassificados para estar em conformidade com os padrões de apresentação do exercício atual. Essas reclassificações não tiveram impacto no lucro líquido da Empresa.

Receitas

As receitas operacionais líquidas aumentaram 21,3% para US\$ 87.735 milhões para 2007, em comparação com US\$ 72.347 milhões para 2006. Esse aumento foi atribuído principalmente a um aumento nos preços de venda de nossos produtos, tanto

no mercado doméstico quanto fora do Brasil.

As vendas consolidadas de produtos e serviços aumentaram 19,7% para US\$ 112.425 milhões em 2007, em comparação com US\$ 93.893 milhões em 2006, principalmente em virtude dos aumentos mencionados imediatamente acima.

Incluídos nas vendas de produtos e serviços estão os seguintes valores que cobramos dos clientes em nome do governo federal e estadual:

- Impostos de valor agregado, contribuições de seguro social pagáveis em vendas e receitas financeiras denominadas PASEP e COFINS e outros impostos sobre vendas e serviços e contribuições de seguro social. Esses impostos tiveram aumento de 15,4% para US\$ 20.668 milhões em 2007, em comparação com US\$ 17.906 milhões em 2006, principalmente em virtude dos preços altos e volumes de vendas; e
- CIDE, o imposto por transação em virtude do governo brasileiro, que aumentou 10,5% para US\$ 4.022 milhões em 2007, em comparação com US\$ 3.640 milhões em 2006, principalmente devido aos preços altos e volumes de vendas.

Custo de vendas (excluindo Depreciação, Exaustão e Amortização)

O custo de vendas em 2007 aumentou 23,9% para US\$ 49.789 milhões, em comparação com US\$ 40.184 milhões em 2006. Esse aumento foi principalmente resultante de:

- um aumento de US\$ 2.472 milhões no custo de importações em virtude de preços e volumes mais altos;
- um aumento de US\$ 2.443 milhões em custos associado a um aumento de 10,7% em nossos preços para o mercado

internacional, incluindo custos relacionados à Refinaria Pasadena;

- um aumento de US\$ 1.567 milhões em custos associado a um aumento de 10,7% em nossos volumes de vendas para o mercado internacional, incluindo custos relacionados à Refinaria Pasadena;
- um aumento de US\$ 505 milhões em custos das nossas atividades de comércio internacionais, em virtude de aumentos no volume de operações marítimas, conduzidas pela PifCo e;
- um aumento de US\$ 249 milhões em impostos e encargos de produção pagos ao governo brasileiro totalizando US\$ 7.692 milhões em 2007, em comparação com US\$ 7.443 milhões em 2006. Esse aumento em impostos e encargos de produção inclui um encargo de participação especial (um encargo extraordinário pagável no caso de alta produção e/ou lucratividade em nossos campos) de US\$ 3.933 milhões em 2007, em comparação com US\$ 3.885 milhões em 2006.

Depreciação, exaustão e amortização

Calculamos a depreciação, exaustão e amortização da maioria dos nossos ativos de exploração e produção usando o método de unidades de produção. As despesas de depreciação, exaustão e amortização aumentaram 50,9% para US\$ 5.544 milhões em 2007, em comparação com US\$ 3.673 milhões em 2006. Esse aumento é resultado de gasto de capital superior e aumento dos encargos de exaustão e amortização para aumentar a produção de petróleo e gás.

Exploração (Incluindo poços secos)

Os custos de exploração, incluindo custos para exploração de poços secos,

aumentaram 52,4% para U.S.\$1.423 milhões em 2007, em comparação com US\$ 934 milhões em 2006. Esse aumento foi atribuído principalmente a um aumento de US\$ 243 milhões em despesas para atividades sísmicas internacionais e a um aumento de US\$ 99 milhões em despesas relacionadas a poços secos em operações internacionais.

Desvalorização de propriedades de óleo e gás

Em 2007, registramos um encargo de desvalorização de US\$ 271 milhões, em comparação com US\$ 21 milhões em 2006. O encargo de desvalorização estava relacionado principalmente a investimentos internacionais, especialmente no Equador (US\$ 174 milhões) em virtude de alterações legais e de impostos implementadas pelo governo; nos Estados Unidos (US\$ 39 milhões) e Angola (US\$ 13 milhões). O encargo de desvalorização em 2006 foi relacionado principalmente ao nosso campo em terra em Córrego de Pedras no Brasil. Vide a nota explicativa 9(b) e 9(d) às nossas demonstrações financeiras consolidadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2007.

Despesas de Vendas, Gerais e Administrativas

As despesas de venda, gerais e administrativas aumentaram 29,6% para US\$ 6.250 milhões em 2007, em comparação com US\$ 4.824 milhões em 2006.

As despesas de vendas aumentaram 23,5% para US\$ 2.956 milhões em 2007 de US\$ 2.394 milhões em 2006. Esse aumento foi atribuído principalmente a:

- aproximadamente US\$ 182 milhões em custos de alto transporte devido a um aumento nas exportações; e
- aproximadamente US\$ 75 milhões em despesas com pessoal de alto-escalão.

As despesas gerais e administrativas aumentaram 35,6% para US\$ 3.294 milhões

em 2007 de US\$ 2.430 milhões em 2006. Esse aumento foi atribuído principalmente a:

- aproximadamente US\$ 309 milhões em aumento de despesas de pessoal; e
- aproximadamente US\$ 229 milhões em serviços de consultoria técnica adicionais em virtude de um aumento da terceirização de atividades periféricas genéricas.

Despesas de pesquisa e desenvolvimento

As despesas de pesquisa e desenvolvimento aumentaram 20,7% para US\$ 881 milhões em 2007 de US\$ 730 milhões em 2006. Esse aumento aconteceu principalmente em virtude dos altos custos de treinamento da equipe técnica e de pesquisa e desenvolvimento para produção de reservas atuais e novas fronteiras de exploração.

Outras despesas operacionais

Outras despesas operacionais aumentaram para um total de US\$ 2.136 milhões em 2007, de US\$ 1.120 milhão em 2006.

Os encargos mais significativos de 2007 foram:

- uma despesa de US\$ 498 milhões relacionada a alterações nos regulamentos do Fundo de Pensão da Petros;
- uma despesa de US\$ 235 milhões relacionadas à implementação do nosso novo plano salarial;
- uma despesa de US\$ 211 milhões de perdas resultantes de processos judiciais e contingências relacionadas a ações judiciais em trâmite;
- uma despesa de US\$ 244 milhões em saúde, segurança e meio-ambiente (HSE, health, safety and environment);
- uma despesa de US\$ 649 milhões com relacionamentos institucionais e projetos culturais;

- uma despesa de US\$ 65 milhões de paradas não programadas de instalações e equipamentos; e
- uma despesa de US\$ 176 milhões de capacidade ociosa de usinas termoelétricas.

Os encargos mais significativos de 2006 foram:

- uma despesa de US\$ 568 milhões para relacionamentos institucionais e projetos culturais;
- uma despesa de US\$ 238 milhões de capacidade ociosa de usinas termoelétricas;
- uma despesa de US\$ 133 milhões para HSE;
- uma despesa de US\$ 75 milhões de perdas resultantes de processos judiciais e contingências relacionadas a ações judiciais em trâmite;
- uma despesa de US\$ 64 milhões de paradas não programadas de instalações e equipamentos; e
- um ganho de US\$ 32 milhões relacionados à recuperação de despesas de exploração na Nigéria.

Participação nos resultados de empresas não consolidadas

A participação nos resultados de empresas não-consolidadas aumentou para US\$ 235 milhões em 2007, em comparação com US\$ 28 milhões em 2006, principalmente como resultado do aumento em ganhos em investimentos em empresas afiliadas à Petrobras Gás S.A. — Gaspetro (US\$ 71 milhões), Petrobras Química S.A. — Petroquisa (US\$ 62 milhões) e Petrobras International Braspetro B.V. — PIB (US\$ 37 milhões).

Receitas Financeiras

Obtemos receita financeira de diversas fontes, incluindo juros sobre disponibilidades. A maior parte de nossas disponibilidades é composta de títulos do governo brasileiro de curto prazo, incluindo títulos indexados ao dólar norte-americano.

Também temos depósitos em dólar norte-americano.

A receita financeira aumentou 22,5% para US\$ 1.427 milhões em 2007 em comparação com US\$ 1.165 milhões em 2006. Esse aumento foi atribuído principalmente ao aumento dos juros de receitas financeiras de investimentos no valor de US\$ 258 milhões em 2007 em comparação com 2006. Uma discriminação das receitas e despesas financeiras é apresentada na Note Explicativa 13 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2007.

Despesas financeiras

As despesas financeiras diminuíram 58,7% para US\$ 554 milhões em 2007, em comparação com US\$ 1.340 milhões em 2006. Essa redução foi atribuída principalmente a uma redução de US\$ 414 milhões em perdas em instrumentos derivativos e US\$ 122 milhões em perdas em títulos recomprados em 2007 em comparação com 2006. Uma discriminação das receitas e despesas financeiras é apresentada na Note Explicativa 13 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2007.

Variação monetária e cambial em ativos e passivos monetários, líquida

Variação monetária e cambial em ativos e passivos monetários, líquida, geraram uma perda de US\$ 1.455 milhões em 2007, em comparação com um ganho de US\$ 75 milhões em 2006. O aumento da variação monetária e cambial em ativos e passivos monetários, líquida é atribuído principalmente ao aumento na valorização do real de 8,7% para 17,2% em investimentos denominados em dólar tanto no Brasil (através do nosso segmento de Exploração e Produção) quanto no exterior (através do nosso segmento Internacional e investimentos financeiros).

Despesa com benefícios a funcionários para participantes aposentados

As despesas de benefícios a participantes aposentados consistem em custos financeiros relacionados aos nossos custos previstos de pensão e assistência médica. Nossa despesa com benefícios a funcionários para participantes aposentados diminuiu 2,7% para US\$ 990 milhões em 2007, em comparação com US\$ 1.017 milhões em 2006. Essa redução é atribuída principalmente a uma diminuição na despesa com benefícios a funcionários para participantes aposentados de US\$ 146 milhões, principalmente em virtude de um maior retorno esperado do mercado em ativos do plano durante 2007.

Outros impostos

Os outros impostos, consistindo em diversos impostos de valor agregado, sobre transações e vendas, diminuíram 11,4% para US\$ 662 milhões em 2007, em comparação com US\$ 594 milhões em 2006.

Outras despesas, líquidas

As outras despesas, líquidas, são compostas principalmente de ganhos e perdas registrados nas vendas de ativos

permanentes e alguns outros encargos não recorrentes. As outras despesas, líquidas diminuíram para uma perda de US\$ 143 milhões em 2007, em comparação com uma perda de US\$ 17 milhões em 2006, principalmente em virtude da despesa com danos a equipamentos de terceiros instalados em poços na Bacia de Campos (US\$ 71 milhões) e a baixa nos custos de Exploração e Produção (US\$ 53 milhões).

Benefício (despesa) de imposto de renda

O lucro antes de impostos de renda e a participação minoritária aumentaram 0,7% para US\$ 19.299 milhões em 2007, em comparação com US\$ 19.161 milhões em 2006. A despesa com imposto de renda aumentou 3,5% para US\$ 5.888 milhões em 2007, em comparação com US\$ 5.691 milhões em 2006. A reconciliação entre o imposto calculado com base nas alíquotas fiscais regulamentares para despesa de imposto de renda e as alíquotas vigentes está apresentada na Nota Explicativa 3 às nossas demonstrações financeiras consolidadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2007.

Lucro Líquido por Segmento de Negócios

Nós medimos o desempenho no nível de segmentos com base no lucro líquido. A seguir há uma discussão do lucro líquido dos nossos seis segmentos de negócios em 31 de dezembro de 2007, em comparação com 31 de dezembro de 2006.

	Exercício findo em 31 de dezembro de	
	2007	2006
	(milhões de US\$)	
Exploração e Produção	14.072	11.942
Abastecimento	2.785	2.533
Distribuição.....	446	298
Gás e Energia	(834)	(505)
Internacional.....	(815)	123
Corporativo	(1.796)	(1.436)
Eliminações	(720)	(129)
Lucro líquido.....	13.138	12.826

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 doméstico e internacional, transferências de gás natural

para o nosso segmento de Gás e Energia e vendas de derivados produzidos nas plantas de processamento de gás natural.

O lucro líquido consolidado para o segmento de Exploração e Produção aumentou 17,8% para US\$ 14.072 milhões

em 2007, em comparação com US\$ 11.942 milhões em 2006.

Esse resultado é atribuído principalmente a um aumento de US\$ 6.253 milhões em receitas operacionais líquidas, principalmente relacionadas a: (1) preços de vendas de petróleo mais altos no Brasil; (2) um aumento de 0.8% na produção de petróleo LGN; e (3) preços de transferência mais altos para outros segmentos para gás natural em virtude da nova metodologia que considera substitutos de gás natural tais como óleo combustível, além dos preços internacionais de gás natural.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por:

- um aumento de US\$ 1.492 milhões em custos de vendas como resultado de custos de extração e impostos de produção mais altos quando expressados em dólar norte-americano, bem como leve aumento na produção;
- um aumento de US\$ 1.169 milhões em depreciação, exaustão e amortização principalmente como resultado de maiores investimentos, despesas de exaustão associadas à nossa maior produção de petróleo e gás natural; e
- um aumento de US\$ 214 milhões em outras despesas operacionais, atribuídas principalmente a um encargo único de US\$ 104 milhões relacionados a alterações nos regulamentos do Plano da Petros.

Abastecimento

Nossa área de abastecimento inclui o refino, transporte, a exportação e a compra de petróleo, bem como a compra e venda de derivados e álcool combustível. Além disso, esta área inclui a divisão de petroquímico e de fertilizantes, que inclui as empresas petroquímicas domésticas e nossas usinas de fertilizantes domésticas.

O lucro líquido consolidado para o segmento de Abastecimento aumentou 9,9% para US\$ 2.785 milhões em 2007, em

comparação com US\$ 2.533 milhões em 2006.

Esse aumento foi principalmente resultado de um aumento de US\$ 11.590 milhões em receitas operacionais líquidas, principalmente atribuídas a: (1) preços de vendas de mais altos; (2) média de preços mais altos para produtos vendidos no Brasil, apesar dos preços constantes em reais par diesel, gasolina e GLP já que a valorização do real gerou receitas mais altas quando expressadas em dólar norte-americano; e (3) preços internacionais mais altos para exportação de produtos derivados.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por:

- um aumento de US\$ 10.069 milhões de custo em vendas, atribuído principalmente a um aumento no custo e no volume de petróleo doméstico e importado e um aumento no custo e no volume de produtos derivados, principalmente diesel. Custos mais altos de refino também contribuíram para o aumento no custo de vendas;
- um aumento de 47,1% de US\$ 640 milhões em despesas de vendas, gerais e administrativas como resultado de despesas mais altas de vendas, em virtude de um aumento nos volumes de vendas e aumento com gastos de pessoal;
- um aumento de 61,0% de US\$ 408 milhões em depreciação, exaustão e amortização principalmente como resultado de maiores investimentos para atualizar e modernizar nossas refinarias; e
- um aumento de US\$ 179 milhões em outras despesas operacionais, atribuídas principalmente a um encargo único de US\$ 61 milhões relacionados a alterações nos regulamentos do Plano da Petros e a uma despesa de US\$ 69 milhões relacionada a HSE.

Distribuição

Nosso segmento de distribuição abrange as atividades de distribuição de derivados e etanol conduzidas por nossa subsidiária majoritária, Petrobras Distribuidora S.A. — BR, no Brasil.

O lucro líquido consolidado para nosso segmento de distribuição aumentou 49,7% para US\$ 446 milhões em 2007, em comparação com US\$ 298 milhões em 2006. Esse resultado reflete um aumento de US\$ 4.639 milhões em receitas operacionais líquidas, resultado principalmente do maior volume de vendas.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por um aumento de US\$ 4.157 milhões em custo de vendas, principalmente em virtude de um maior volume de vendas.

Gás e Energia

Nosso segmento de gás natural e energia consiste principalmente na compra, venda, transporte e distribuição de gás natural produzido no Brasil ou importado para o Brasil. Além disso, esse segmento inclui nossa participação no transporte de gás natural doméstico, distribuição de gás natural e geração de energia termoelétrica.

Nosso segmento de gás e energia registrou uma perda líquida de US\$ 834 milhões em 2007, em comparação com uma perda líquida de US\$ 505 milhões em 2006. Esse aumento na nossa perda líquida é atribuído principalmente a:

- um aumento de US\$ 890 milhões em custo de vendas, principalmente em virtude dos custos mais altos de gás natural; e
- um aumento de US\$ 257 milhões em outras despesas operacionais, atribuídas principalmente a uma despesa de US\$ 240 milhões relacionadas ao pagamento de multas contratuais relacionadas ao abastecimento de gás e eletricidade.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por um aumento de US\$ 822 milhões em receitas operacionais líquidas como resultado de: (1) preços de vendas mais altos para gás natural; e (2) um aumento de 2.1% no volume de vendas de gás natural.

Internacional

O segmento internacional abrange nossas atividades em outros países, que incluem Exploração e Produção, Abastecimento, Distribuição e Gás e Energia. Nosso segmento internacional gerou uma perda líquida de US\$ 815 milhões em 2007, em comparação com um lucro líquido de US\$ 123 milhões em 2006. Essa redução é atribuída principalmente a:

- custo de vendas mais alto no valor de US\$ 2.954 milhões, principalmente como resultado de: (1) a consolidação da refinaria Pasadena adquirida em 2006; e (2) aumento no custo de extração, principalmente na Argentina;
- um aumento de US\$ 342 milhões em despesas de exploração e perfuração, principalmente na Turquia, Angola, Irã, Argentina, Líbia e Venezuela;
- um aumento de US\$ 225 milhões em despesas de desvalorização, principalmente no Equador, nos Estados Unidos e na Angola;
- um aumento de US\$ 151 milhões em despesas de vendas, gerais e administrativas, em virtude do maior número de operações em nossas subsidiárias estrangeiras, aquisições corporativas e a formação de novas empresas; e
- um aumento de US\$ 150 milhões em depreciação, exaustão e amortização principalmente como resultado de um maior investimento relacionado a propriedade, planta e equipamento associados a nossa produção de petróleo e gás natural.

Esses aumentos foram parcialmente compensados por:

- um aumento de US\$ 3,030 milhões em receitas operacionais líquidas como resultado da consolidação da refinaria Pasadena e um aumento nas receitas de negócios petroquímicos na Argentina, parcialmente compensados pela exclusão das receitas de operações venezuelanas dos nossos resultados consolidados.

Corporativo

Nosso segmento corporativo inclui as atividades financeiras não atribuíveis a outros segmentos, incluindo gerenciamento financeiro corporativo, custos administrativos gerais centrais e despesas atuariais relacionadas ao nosso plano de pensão e plano de saúde para participantes inativos.

A perda líquida consolidada para o segmento corporativo aumentou para US\$ 1.796 milhões em 2007, em comparação a uma perda líquida de US\$ 1.436 milhões em 2006. Essa maior perda líquida foi afetada principalmente pelos seguintes itens:

- um aumento de 38,2% em despesas de vendas, gerais e administrativas, no valor de US\$ 436 milhões, principalmente em virtude de gastos com pessoal devido à montagem de equipe para nosso crescimento planejado bem como aumento da atividade em 2007, um novo plano salarial para tornar nossos salários mais competitivos com o mercado trabalhista brasileiro e a renovação de um acordo coletivo; e
- um encargo único de US\$ 305 milhões incluído em outras despesas operacionais relacionadas a alterações nos regulamentos do Plano da Petros.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por uma redução nas

despesas com imposto de renda no valor de US\$ 601 milhões em virtude de incentivos fiscais adicionais em relação a operações na região coberta pela Agência de Desenvolvimento do Nordeste (ADENE).

Resultados das Operações — 2006 comparados com 2005

A comparação a seguir também é impactada pelo aumento do valor do *real* frente ao dólar norte-americano durante 2006 (10,7%) e 2005 (16,8%). Vide a Nota Explicativa 2 dos nossos demonstrativos financeiros consolidados auditados para o exercício findo em 31 de dezembro de 2006, para obter mais informações sobre a tradução de valores do *real brasileiro* para *dólares norte-americanos*.

A variação cambial dos ativos e passivos monetários relacionados às operações de subsidiárias consolidadas cuja moeda funcional não é o *real* não é eliminada no processo de consolidação e esses resultados são contabilizados como ajustes de conversão acumulados.

Certos valores de anos anteriores foram reclassificados para estar em conformidade com os padrões de apresentação do exercício atual. Essas reclassificações não tiveram impacto no lucro líquido da Empresa.

Receitas

As receitas operacionais líquidas aumentaram 28,4% para US\$ 72.347 milhões em 2006, em comparação com US\$ 56.324 milhões para 2005. Esse aumento foi atribuído principalmente a um aumento nos preços de venda de nossos produtos no mercado doméstico e ao aumento no volume de vendas.

As vendas consolidadas de produtos e serviços aumentaram 26,8% para US\$ 93.893 milhões em 2006, em comparação com US\$ 74.065 milhões em 2005, principalmente em virtude dos aumentos mencionados acima.

Incluídos nas vendas de produtos e serviços estão os seguintes valores que

cobramos dos clientes em nome dos governos federais e estaduais:

- Valor Agregado, PASEP, COFINS e outros impostos sobre vendas e serviços e contribuições de seguro social. Esses impostos tiveram aumento de 21,9% para US\$ 17.906 milhões em 2006, em comparação com US\$ 14.694 milhões em 2005, principalmente em virtude dos preços altos e volumes de vendas; e
- CIDE, um imposto anterior à transação, que aumentou 19,5% para US\$ 3.640 milhões em 2006, em comparação com US\$ 3.047 milhões em 2005, principalmente em virtude de um aumento no volume de vendas.

Custo de vendas (excluindo Depreciação, Exaustão e Amortização)

O custo de vendas de 2006 aumentou 34,7% para US\$ 40.184 milhões, em comparação com US\$ 29.828 milhões em 2005. Esse aumento foi principalmente resultante de:

- um aumento de US\$ 3.376 milhões no custo de importações em virtude de preços e volumes mais altos;
- Um aumento de US\$ 2.588 milhões nos custos em virtude do aumento de 19,4% em nosso volume de vendas no mercado internacional;
- Um aumento de US\$ 2.033 milhões em impostos e encargos de produção pagos ao governo brasileiro totalizando US\$ 7.443 milhões em 2006, em comparação com US\$ 5.410 milhões em 2005. Esse aumento foi em virtude do aumento do preço internacional do petróleo, uma nova interpretação da ANP proibindo a dedutibilidade de encargos relacionados a project financing para o campo de Marlim, e um aumento no encargo de participação especial (um encargo extraordinário pagável no caso de alta produção e/ou lucratividade em nossos campos) para US\$ 3.885

milhões em 2006, em comparação com US\$ 3.016 milhões em 2005, como resultado de preços internacionais do óleo mais altos; e um aumento de US\$ 249 milhões em virtude da nova interpretação pela ANP mencionada acima;

- uma despesa de US\$ 187 milhões relacionada ao gás produzido e reinjetado nas reservas nas bacias Solimões, Campos e Espírito Santo; e
- um aumento de US\$ 156 milhões nos custos de comércio internacional da PifCo's em virtude de volumes e preços mais altos em operações marítimas.

Depreciação, exaustão e amortização

Calculamos a depreciação, exaustão e amortização da maioria dos nossos ativos de exploração e produção usando o método de unidades de produção. As despesas de depreciação, exaustão e amortização aumentaram 25,5% para US\$ 3.673 milhões em 2006, em comparação com US\$ 2.926 milhões em 2005. Esse aumento é resultado de gasto de capital superior

Exploração (Incluindo poços secos)

Os custos de exploração, incluindo poços secos, diminuíram 7,4% para US\$ 934 milhões em 2006, em comparação com US\$ 1.009 milhões em 2005. Essa redução foi atribuída principalmente aos US\$ 71 milhões de ganhos resultantes da revisão dos custos estimados relacionados ao abandono de poços e à redução de US\$ 109 milhões nas despesas relacionadas aos poços secos.

Desvalorização de propriedades de óleo e gás

Em 2006, registramos um encargo de desvalorização de US\$ 21 milhões, em comparação com um encargo de desvalorização de US\$ 156 milhões em 2005. O encargo de desvalorização em 2006 foi relacionado principalmente com nossos campos Três Marias, Trilha e Córrego de Pedras no Brasil. O encargo de desvalorização em 2005 foi relacionado principalmente a uma perda de US\$ 134

milhões em nossos investimentos venezuelanos causado por alterações legais e em impostos associadas às medidas de nacionalização. Vide a nota explicativa 9(c) e 9(e) às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2006.

Despesas de Vendas, Gerais e Administrativas

As despesas de venda, gerais e administrativas aumentaram 7,8% para US\$ 4.824 milhões em 2006, em comparação com US\$ 4.474 milhões em 2005.

As despesas de vendas aumentaram 11,8% para US\$ 2.394 milhões em 2006, em comparação com US\$ 2.141 milhões em 2005. Esse aumento foi atribuído principalmente a:

- aproximadamente US\$ 43 milhões em custos elevados de material de consumo;
- aproximadamente US\$ 23 milhões em despesas elevadas de pessoal; e
- aproximadamente US\$ 13 milhões em custos elevados de transporte.

As despesas gerais e administrativas aumentaram 4,2% para US\$ 2.430 milhões em 2006, em comparação com US\$ 2.333 milhões em 2005.

Despesas de pesquisa e desenvolvimento

As despesas com pesquisa e desenvolvimento aumentaram 83,0% para US\$ 730 milhões em 2006 em comparação com US\$ 399 milhões em 2005. Esse aumento foi em virtude principalmente de:

- uma provisão para investimentos no valor de aproximadamente US\$ 249 milhões relacionados à regulamentações da ANP; e
- US\$ 31 milhões em investimentos em segurança ambiental, incluindo tecnologias de águas profundas e refino.

Outras despesas operacionais

As outras despesas operacionais diminuíram 22,9% para um total de US\$ 1.120 milhões em 2006, em comparação com US\$ 1.453 milhões em 2005.

Os encargos mais significativos de 2006 foram:

- uma despesa de US\$ 568 milhões para relacionamentos institucionais e projetos culturais;
- uma despesa de US\$ 133 milhões para HSE;
- uma despesa de US\$ 238 milhões de capacidade ociosa de usinas termoelétricas;
- uma despesa de US\$ 75 milhões de perdas resultantes de processos judiciais e contingências relacionadas a ações judiciais em trâmite;
- uma despesa de US\$ 64 milhões de paradas não programadas de instalações e equipamentos; e
- um ganho de US\$ 32 milhões relacionados à recuperação de despesas de exploração na Nigéria.

Os encargos mais significativos de 2005 foram:

- despesa de US\$ 457 milhões para capacidade ociosa, multas e contingências relacionadas a usinas termoelétrica;
- uma despesa de US\$ 397 milhões com relacionamentos institucionais e projetos culturais;
- uma perda de US\$ 255 milhões relacionada à troca de ativos entre nós e a Repsol que ocorreu em 2001. Vide a Nota Explicativa 10(b) sobre nossas demonstrações financeiras consolidadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2006;
- uma despesa de US\$ 139 milhões com perdas resultantes de

processos judiciais e contingências relacionadas a ações judiciais em trâmite;

- uma despesa de US\$ 64 milhões de paradas não programadas de instalações e equipamentos; e
- uma despesa de US\$ 61 milhões relacionada a perdas contratuais em conformidade com nossos compromissos de ship or pay a respeito de nossos investimentos no duto OCP no Equador.

Participação nos resultados de empresas não consolidadas

A participação em resultados de empresas não consolidadas diminuiu 79,9% para um ganho de US\$ 28 milhões em 2006, em comparação com um ganho de US\$ 139 milhões em 2005, principalmente como resultado de perdas em investimentos em certas empresas afiliadas da Petrobras Distribuidora S.A. – BR, no valor de US\$ 52 milhões e em certas empresas afiliadas da Petrobras S.A., no valor de US\$ 43 milhões.

Receitas Financeiras

Obtemos receita financeira de diversas fontes, incluindo juros sobre disponibilidades. A maior parte de nossas disponibilidades é composta de títulos do governo brasileiro de curto prazo, incluindo títulos indexados ao dólar norte-americano. Também temos depósitos em dólar norte-americano.

A receita financeira aumentou 64,1% para um ganho de US\$ 1.165 milhões em 2006 em comparação com US\$ 710 milhões em 2005. Esse aumento foi atribuído principalmente a um aumento de US\$ 229 milhões dos juros de receitas financeiras de investimentos e um aumento de US\$ 147 milhões em receitas financeiras de clientes. Uma descrição das receitas e despesas financeiras é divulgada na Nota Explicativa 13 das nossas demonstrações financeiras consolidadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2006.

Despesas financeiras

As despesas financeiras aumentaram 12,7% para US\$ 1.340 milhões em 2006, em comparação com US\$ 1.189 milhões em 2005. Esse aumento foi atribuído principalmente ao aumento de US\$ 378 milhões em perdas em instrumentos derivativos principalmente em virtude do cancelamento de contrato de hedge de gás; e US\$ 143 milhões em perdas com títulos recomprados. Esses aumentos foram parcialmente compensados por um aumento de US\$ 389 milhões em juros capitalizados associados a projetos de petróleo e gás natural. Uma descrição das receitas e despesas financeiras é divulgada na Nota Explicativa 13 das nossas demonstrações financeiras consolidadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2006.

Variação monetária e cambial em ativos e passivos monetários, líquida

A variação monetária e cambial líquida em ativos e passivos monetários gerou um ganho de US\$ 75 milhões em 2006, em comparação com um ganho de US\$ 248 milhões em 2005. Essa redução é atribuída principalmente ao efeito da valorização de 8,7% do real frente ao dólar norte-americano durante 2006, em comparação com a valorização de 11,8% do real frente ao dólar norte-americano durante 2005.

Despesa com benefícios a funcionários para participantes aposentados

As despesas de benefícios a funcionários consistem de custos financeiros relacionados a custos previstos de pensão e assistência médica. Nossa despesa com benefícios a funcionários para participantes aposentados aumentou 2,3% para US\$ 1.017 milhões em 2006, em comparação com US\$ 994 milhões em 2005. Esse aumento foi parcialmente compensado pela redução de US\$ 96 milhões em na despesa com benefícios a funcionários aposentados em virtude do aumento no retorno previsto sobre os ativos do plano em 2006.

Outros impostos

Os outros impostos, consistindo em impostos diversos de valor agregado, transação e vendas, aumentaram 59,2% para US\$ 594 milhões em 2006, em comparação com US\$ 373 milhões em 2005. Esse aumento foi atribuído principalmente a:

- US\$ 54 milhões no imposto PASEP/COFINS relacionado ao aumento na receita financeira;
- US\$ 49 milhões em aumento da CPMF, um imposto pagável em certas transações bancárias;
- US\$ 48 milhões em aumento de impostos relacionados a um maior número de operações com SPEs, principalmente com a Companhia Locadora de Equipamentos Petrolíferos – CLEP, Nova Transportadora do Sudeste - NTS e Nova Transportadora do Nordeste - NTN; e
- US\$ 12 milhões em aumento de impostos na Colômbia e Bolívia, em relação a contas de remessa estrangeira e dividendos.

Outras despesas, líquidas

As outras despesas, líquidas, são compostas principalmente de ganhos e perdas registrados nas vendas de ativos permanentes e alguns outros encargos não recorrentes. As outras despesas, líquidas, diminuíram 39,3% para US\$ 17 milhões em 2006, em comparação com US\$ 28 milhões em 2005, principalmente em virtude da redução nas despesas relacionadas a plataformas que não estavam produzindo.

Lucro Líquido por Segmento de Negócios

A seguir há uma discussão do lucro líquido dos nossos seis segmentos de negócios em 31 de dezembro de 2007, em comparação com 31 de dezembro de 2006.

	Exercício findo em 31 de dezembro de	
	2006	2005
	(milhões de US\$)	
Exploração e Produção	11.942	9.469
Abastecimento	2.533	2.245
Distribuição.....	298	311

Benefício (despesa) de imposto de renda

O lucro antes de impostos de renda, participação minoritária e itens extraordinários aumentou 31,3% para US\$ 19.161 milhões em 2006, em comparação com US\$ 14.592 milhões em 2005. A despesa de imposto de renda aumentou 28,1% para US\$ 5.691 milhões em 2006, em comparação com US\$ 4.441 milhões em 2005, principalmente em virtude do aumento no lucro mencionado acima. Esse aumento foi compensado parcialmente pelos benefícios fiscais adicionais relacionados aos juros sobre capital próprio que totalizou US\$ 994 milhões em 2006, em comparação com US\$ 791 milhões em 2005 em benefícios fiscais relacionados aos mesmos em 2005. A reconciliação entre o imposto calculado com base nas alíquotas fiscais regulamentares para despesa de imposto de renda e as alíquotas vigentes está apresentada na Nota Explicativa 3 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2006.

Ganho extraordinário, líquido de impostos

Registramos um ganho extraordinário, líquido de impostos, no valor de US\$ 158 milhões em virtude do Contrato de Liquidação de Fatores de Reajuste celebrado em 29 de dezembro de 2005, e em vigor a partir de 1o de janeiro de 2006, relacionado a um ajuste de preço de compra contingente sobre a troca de ativos entre a Petrobras e a Repsol que ocorreu em 2001. Vide a Nota Explicativa 10 (b) às nossas demonstrações financeiras consolidadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2006.

Gás e Energia	(505)	(342)
Internacional.....	123	526
Corporativo	(1.436)	(1.390)
Eliminações	(129)	(475)
Lucro líquido.....	<u>12.826</u>	<u>10.344</u>

Exploração e Produção

O lucro líquido consolidado para o segmento de Exploração e Produção aumentou 26,1% para US\$ 11.942 milhões em 2006, em comparação com US\$ 9.469 milhões em 2005. Esse aumento foi atribuído principalmente a: (1) um aumento de US\$ 6.914 milhões em receitas operacionais líquidas, relacionadas principalmente ao aumento de 5,6% na produção de petróleo e LGN; (2) um aumento de 27,4% em exportações de petróleo; e (3) o aumento de 20,5% na média do preço doméstico para venda/transferência (US\$/b), apesar do fato de a margem entre a média de preço de petróleo doméstico vendido/transferido e o preço Brent médio ter subido de US\$ 8,96/b em 2005 para US\$ 10,43/b em 2006.

Esses efeitos foram parcialmente compensados pelos seguintes itens:

- US\$ 2.328 milhões em aumento no preço de vendas como resultado de custos e impostos de produção elevados em virtude da maior participação especial do governo;
- um aumento de US\$ 595 milhões em depreciação, exaustão e amortização como resultado de maiores investimentos; e
- US\$ 193 milhões no aumento de despesas de pesquisa e desenvolvimento principalmente em virtude de regulamentações da ANP.

Abastecimento

O lucro líquido consolidado para o segmento de Abastecimento aumentou 12,8% para US\$ 2.533 milhões em 2006, em comparação com o lucro líquido de US\$ 2.245 milhões em 2005. Esse aumento foi principalmente resultado de um aumento de US\$ 12.444 milhões em receitas

operacionais líquidas, atribuído principalmente a um aumento nos preços de venda de nossos produtos no mercado doméstico e internacional e a um aumento de 1,7% na produção de produtos derivados em virtude de um aumento na utilização de refinarias.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por:

- um aumento de US\$ 11.779 milhões no custo de vendas, atribuído principalmente a um aumento na aquisição e transferência de petróleo e produtos derivados causado por preços internacionais elevados e um aumento de 9,4% em importações de petróleo e produtos derivados; e
- um aumento de US\$ 164 milhões em despesas de vendas, gerais e administrativas resultante de elevação no volume de vendas e nas despesas de pessoal.

Distribuição

O lucro líquido consolidado para nosso segmento de distribuição diminuiu 4,2% para US\$ 298 milhões em 2006, em comparação com US\$ 311 milhões em 2005. Esse resultado foi afetado por:

- um aumento de US\$ 2.861 milhões em custos e despesas, principalmente como resultado de um aumento de US\$ 2.610 milhões em custo de vendas e despesas comerciais e de distribuição elevadas.

Esses efeitos foram parcialmente compensados pelos seguintes itens:

- um aumento de US\$ 2.814 milhões em receitas

operacionais líquidas, resultante principalmente de um aumento na média de preços para produtos derivados.

Gás e Energia

Nosso segmento de gás e energia registrou uma perda líquida de US\$ 505 milhões em 2006, em comparação com uma perda líquida de US\$ 342 milhões em 2005.

Essa perda líquida elevada foi atribuída principalmente aos seguintes itens:

- um aumento de US\$ 1.140 milhões no custo de vendas, principalmente em virtude de um aumento nos custos de gás natural e a um aumento de 6,6% nos volumes de vendas de gás natural; e
- um aumento de US\$ 56 milhões em despesas de pesquisa e desenvolvimento principalmente em virtude de regulamentações da ANP.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por um aumento de US\$ 926 milhões em receitas operacionais líquidas resultantes de um aumento de 6,6% nos volumes de vendas de gás natural e um aumento na média de preços de gás natural vendido.

Internacional

O lucro líquido consolidado para nosso segmento internacional diminuiu para US\$ 123 milhões em 2006 de US\$ 526 milhões em 2005. Essa redução foi atribuída principalmente a:

- um aumento de US\$ 1.663 milhões no custo de vendas, principalmente em virtude de custos de produção elevados na Bolívia, volumes de eletricidade comercial elevados na Argentina e a um aumento nos volumes de gás boliviano vendido para o Brasil e a Argentina;

- um aumento de US\$ 284 milhões em despesas de perspectiva e perfuração devido a baixas nos custos de exploração em virtude de poços secos identificados durante 2006 (US\$ 145 milhões nos E.U.A. e US\$ 29 milhões na Bolívia) e despesas sísmicas elevadas, principalmente nos E.U.A.; e
- um aumento de US\$ 117 milhões em despesas de vendas, gerais e administrativas, resultante de um acordo coletivo na Argentina e da inclusão de custos associados a aquisições corporativas no Uruguai, Paraguai, Colômbia e nos E.U.A..

Esses aumentos foram parcialmente compensados por: (1) um aumento de US\$ 1.544 milhões em receitas operacionais líquidas em virtude de preços internacionais de petróleo elevados; (2) volumes de eletricidade comercial elevados na Argentina; (3) preços de exportação elevados para produtos derivados na Bolívia; e (4) volumes de gás boliviano elevados vendidos para o Brasil e a Argentina.

Corporativo

A perda líquida consolidada para o segmento corporativo aumentou para US\$ 1.436 milhões em 2006, em comparação com uma perda líquida de US\$ 1.390 milhões em 2005.

Esse aumento na perda líquida foi atribuído principalmente aos seguintes itens:

- um aumento de US\$ 378 milhões em despesas relacionadas a instrumentos derivativos;
- um aumento de US\$ 115 milhões em despesas de vendas, gerais e administrativas, principalmente em virtude de despesas elevadas de pessoal; e
- um ganho extraordinário, líquido de impostos, no valor de US\$ 158 milhões em virtude do Contrato de Liquidação de Fatores de

Reajuste celebrado em 29 de dezembro de 2005, e em vigor a partir de 1º de janeiro de 2006, relacionado a um ajuste de preço de compra contingente sobre a troca de ativos entre a Petrobras e a Repsol que ocorreu em 2001.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por um aumento de US\$ 439 milhões em economia de imposto de renda, principalmente relacionada a benefícios fiscais derivados de provisão de juros sobre capital e um aumento de US\$ 389 milhões em juros capitalizados.

Informações Adicionais sobre os Segmentos de Negócios

Estabelecidos abaixo estão dados financeiros adicionais selecionados por área em 2007, 2006 e 2005:

	No Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2007	2006	2005
	(milhões de US\$)		
Exploração e Produção			
Receitas líquidas para terceiros (1)(2).....	2.455	3.351	1.874
Receitas líquidas entre segmentos	39.536	32.387	26.950
Total de receitas operacionais líquidas (2)	41.991	35.738	28.824
Depreciação, exaustão e amortização	(3.335)	(2.166)	(1.571)
Lucro líquido (3).....	14.072	11.942	9.469
Investimentos	9.448	7.329	6.127
Imobilizado, líquido	48.529	33.979	25.876
Abastecimento			
Receitas líquidas para terceiros (1)(2).....	50.531	42.831	33.229
Receitas líquidas entre segmentos	19.018	15.128	12.286
Total de receitas operacionais líquidas (2)	69.549	57.959	45.515
Depreciação, exaustão e amortização	(1.077)	(669)	(644)
Lucro líquido (3).....	2.785	2.533	2.245
Investimentos	4.488	1.936	1.749
Imobilizado, líquido	14.480	9.828	8.098
Distribuição			
Receitas líquidas para terceiros (1)	22.944	18.394	15.642
Receitas líquidas entre segmentos	376	287	225
Total de receitas operacionais líquidas.....	23.320	18.681	15.867
Depreciação, exaustão e amortização	(155)	(143)	(100)
Lucro líquido (3).....	446	298	311
Investimentos	327	351	207
Imobilizado, líquido	1.838	1.468	1.238
Gás e Energia			
Receitas líquidas para terceiros (1)	3.673	2.833	1.932
Receitas líquidas entre segmentos	1.239	1.257	1.232
Total de receitas operacionais líquidas.....	4.912	4.090	3.164
Depreciação, exaustão e amortização	(259)	(197)	(105)
Lucro (prejuízo) líquido (3)	(834)	(505)	(342)
Investimentos	3.223	1.664	694
Imobilizado, líquido	10.615	6.828	5.328
Internacional			
Receitas líquidas para terceiros (1)	8.132	4.938	3.647
Receitas líquidas entre segmentos	969	1.133	880
Total de receitas operacionais líquidas.....	9.101	6.071	4.527
Depreciação, exaustão e amortização	(567)	(417)	(461)
Lucro líquido (3).....	(815)	123	526
Investimentos	2.864	2.637	1.175
Imobilizado, líquido	7.596	5.722	4.655

(1) Na qualidade de uma empresa verticalmente integrada, nem todas as nossas áreas têm receitas de terceiros significativas. Por exemplo, nossa área de exploração e produção responde por uma grande parte de nossa atividade econômica e investimentos, porém, tem poucas receitas de terceiros.

- (2) As receitas da comercialização de óleo para terceiros são classificadas de acordo com os pontos de venda, que pode ser a área de Exploração e Produção ou a área de Abastecimento.
- (3) (3) Para alinhar as demonstrações financeiras a cada área comercial com as melhores práticas de empresas do setor de petróleo e gás e aprimorar o entendimento da nossa administração, desde o primeiro trimestre de 2006 passamos a alocar todos os resultados financeiros e itens de uma natureza financeira ao nível corporativo, incluindo anos anteriores.

Análise e Discussão da Administração sobre a Condição Financeira e os resultados das Operações da PifCo

Visão Geral

A PifCo é nossa subsidiária integral. Conseqüentemente, a condição financeira e os resultados operacionais da PifCo são significativamente afetadas por nossas decisões, na qualidade de sua empresa controladora. A capacidade da PifCo de cumprir suas obrigações de dívida em aberto depende de diversos fatores, incluindo:

- nossa condição financeira e os resultados operacionais;
- à medida na qual continuamos a usar os serviços da PifCo para comprar petróleo e derivados no mercado;
- nosso desejo de continuar a fazer empréstimos para a PifCo e fornecer à PifCo outros tipos de suporte financeiro;
- a capacidade da PifCo de acessar fontes de financiamento, incluindo os mercados de capitais internacionais e linhas de crédito de terceiros; e
- a capacidade da PifCo de transferir seus custos de financiamento para nós.

PifCo recebe receita de:

- vendas de petróleo e derivados para a Petrobras;
- vendas limitadas de petróleo e derivados para terceiros; e
- receita financeira derivada do financiamento de vendas para a Petrobras, empréstimos para a

Petrobras e investimentos em títulos e outros instrumentos financeiros.

As despesas operacionais da PifCo incluem:

- custo de vendas, que são compostos principalmente de compras de petróleo e derivados;
- despesas de venda, gerais e administrativas; e
- despesa financeira, principalmente de juros em suas linhas de crédito, e dívida dos mercados de capitais, vendas de recebíveis futuros e empréstimos da Petrobras.

Compras e Vendas de Petróleo e Derivados

A PifCo normalmente compra petróleo e derivados em transações com termos de pagamento de aproximadamente 30 dias. Normalmente pagamos por embarques de petróleo e derivados que a PifCo nos vende em um período de até 330 dias, o que nos permite tempo suficiente para reunir a documentação necessária de acordo com as leis brasileiras para iniciar o processo de pagamento para esses embarques. Antes de fevereiro de 2005, a PifCo vendeu petróleo e derivados para a Petrobras de acordo com os termos que permitiram o pagamento em até 270 dias a contar da data do conhecimento de embarque. Durante esse período, a PifCo normalmente financia a compra de petróleo e derivados por recursos previamente fornecidos pela Petrobras ou por acordos de trade finance com terceiros. A diferença entre o valor que a PifCo paga pelo petróleo e derivados e o valor que pagamos pelo mesmo petróleo e derivados é diferida e reconhecida como parte da receita financeira da PifCo de acordo com o método linear durante o período no qual

nossos pagamentos para a PifCo são realizados.

Resultados das Operações — 2007 comparados com 2006

Lucro Líquido (Prejuízo)

A PifCo obteve um lucro líquido de US\$ 29,0 milhões em 2007, comparado a um prejuízo de US\$ 210,5 milhões em 2006.

Vendas de Petróleo, Derivados e Serviços

As vendas da PifCo de petróleo e derivados e serviços aumentaram 21,1% para US\$ 26.732,0 milhões em 2007 comparadas a US\$ 22.069,8 milhões em 2006.

Esse aumento deve-se principalmente a (1) um aumento de 25% no volume de vendas causado por (i) maiores vendas de petróleo e derivados adquiridos de terceiros e coligadas e subsequentemente vendidos à Petrobras e (ii) maiores vendas associadas às atividades de comércio na Ásia pela PSPL, uma coligada da PifCo, e (2) um aumento de 11,3% no preço médio do petróleo Brent de US\$ 72,52 por barril em 2007, comparado com o US\$ 65,14 por barril em 2006.

Custo de Vendas

O custo das vendas aumentou 20,1% para US\$ 26.310,8 milhões em 2007, comparado com US\$ 21.900,5 em 2006. Esse aumento foi proporcional ao aumento em vendas de petróleo e derivados e serviços e foi principalmente devido aos mesmos motivos.

Despesas de Vendas, Gerais e Administrativas

As despesas de vendas, gerais e administrativas da PifCo consistem principalmente em custos de embarque e taxas para serviços, incluindo serviços contábeis, jurídicos e de classificação de risco. Essas despesas aumentaram 42,1% de US\$ 294,7 milhões em 2007 para US\$ 207,4 milhões em 2006, das quais US\$ 136,4 milhões consistiam em aumento nas despesas de embarque devido a um

aumento nas vendas marítimas e aumento na média das taxas de frete.

Receitas Financeiras

A receita financeira da PifCo consiste em financiamento de vendas para a Petrobras e empréstimos para a Petrobras, investimentos em títulos e outros instrumentos financeiros. A receita financeira da PifCo aumentou 61,1% para US\$ 2.069,9 milhões em 2007, comparada com US\$ 1.285,2 milhões em 2006, principalmente devido a (1) aumento nos empréstimos para partes relacionadas e (2) maiores volumes nas vendas durante 2006 comparados com 2005. Consulte “— Compras e Vendas de Petróleo e Derivados”.

Despesas Financeiras

As despesas financeiras da PifCo consistem em juros pagos e acumulados sobre suas dívidas em aberto e outras taxas relacionadas à sua emissão de dívida. A despesa financeira da PifCo aumentou 48,7% para US\$ 2.167,9 milhões em 2007, comparada com US\$ 1.457,8 milhões em 2006, principalmente devido aos empréstimos à Petrobras para atender às necessidades de financiamento a curto prazo.

Resultados das Operações — 2006 comparados com 2005

Prejuízo Líquido

A PifCo teve um prejuízo líquido de US\$ 210,5 milhões em 2006, em comparação com um prejuízo líquido de US\$ 27,8 milhões em 2005, principalmente em virtude de (1) títulos recomprados em uma oferta de recompra de títulos resultando em uma despesa de US\$ 160,0 milhões e (2) pagamento do ágio relacionado ao pré-pagamento dos Senior Trust Certificates (Series A1 e B) de taxa fixa da PFL no valor de US\$ 13,7 milhões.

Vendas de Petróleo, Derivados e Serviços

As vendas de petróleo, derivados e serviços da PifCo aumentaram 28,8% para US\$ 22.069,8 milhões em 2006, comparado com US\$ 17.136,1 milhões em 2005. Esse

aumento deve-se a um aumento de 19,8% no preço médio do petróleo Brent para US\$ 65,14 por barril em 2006, comparado com US\$ 54,38 por barril em 2005, e um aumento de 15,3% no volume de transações comerciais de petróleo e derivados.

Custo de Vendas

O custo de vendas aumentou 29,0% para US\$ 21.900,5 milhões em 2006, comparado com US\$ 16.983,3 milhões em 2005. Esse aumento deveu-se principalmente ao aumento no preço médio do petróleo Brent e o volume descrito acima.

Despesas de Vendas, Gerais e Administrativas

As despesas de vendas, gerais e administrativas da PifCo consistem principalmente em custos de embarque e taxas para serviços, incluindo serviços contábeis, jurídicos e de classificação de risco. Essas despesas aumentaram 25,1% de US\$ 207,4 milhões em 2006, comparado com US\$ 165,7 milhões em 2005, das quais US\$ 171,0 milhões consistiam em despesas de embarque em virtude de um aumento na média das taxas de frete no período, como resultado de mudanças nas tendências de mercado e rotas de embarque internacionais.

Receitas Financeiras

A receita financeira da PifCo consiste em financiamento de vendas para a Petrobras e empréstimos para a Petrobras, investimentos em títulos e outros instrumentos financeiros. A receita financeira da PifCo aumentou 30,6% para US\$ 1.285,2 milhões em 2006, comparado com US\$ 984,00 milhões em 2005, principalmente devido a (1) aumento nas vendas para nós durante 2005 comparado com 2004, bem como o montante das vendas durante 2006, resultando em uma receita financeira adicional devida (consulte "—Compras e Vendas de Petróleo e Derivados"), (2) aumento nos empréstimos a partes relacionadas e (3) aumento na receita de juros de investimentos de curto e longo prazos como resultado de um retorno maior.

Despesas Financeiras

As despesas financeiras da PifCo consistem em juros pagos e acumulados sobre suas dívidas em aberto e outras taxas relacionadas à sua emissão de dívida. As despesas financeiras da PifCo aumentaram 45,9% de US\$ 1.457,8 milhões em 2006 comparado com US\$ 998,9 milhões em 2005, principalmente em virtude de (1) títulos recomprados na oferta de recompra de títulos, resultando em uma despesa de US\$ 160,0 milhões, (2) um aumento dos empréstimos intercompanhia feitos por nós, (3) um aumento nas despesas financeiras relacionadas a linhas de crédito e (4) o pagamento do ágio relacionado ao pré-pagamento dos Senior Trust Certificates (Séries A1 e B) de taxa fixa da PFL no valor de US\$ 13,7 milhões.

Liquidez e Recursos de Capital

Petrobras

Visão Geral

Nossos principais usos de recursos são para investimentos, pagamentos de dividendos e pagamento de dívida. Temos, historicamente, atendido a essas exigências com recursos gerados internamente, dívida de curto prazo, dívida de longo prazo, project financing e vendas e transações de leasing. Acreditamos que essas fontes de recursos, junto às nossas fortes disponibilidades, continuarão a nos permitir atender nossas exigências de capital atualmente previstas. Em 2008, nossas principais necessidades de caixa incluem os investimentos planejados de US\$ 30.481 milhões, dividendos anunciados de US\$ 3.220 milhões e pagamentos de US\$ 3.192 milhões sobre nossa dívida de longo prazo, contratos de leasing e project financing.

Estratégia de Financiamento

O objetivo de nossa estratégia de financiamento é nos ajudar a atingir as metas estabelecidas em nosso Plano Estratégico divulgado em 14 de agosto de 2007, que prevê investimentos de US\$ 112,4 bilhões de 2008 até 2012. Continuaremos com a nossa política de ampliar o nosso perfil de vencimento de dívida. Também

pretendemos reduzir nosso custo de capital por meio de uma variedade de acordos de financiamento de médio e longo prazo, incluindo emissão de título nos mercados internacionais, financiamento a fornecedores, project financing e financiamento bancário.

Controle Governamental

Somos obrigados a apresentar nosso orçamento de investimentos (*Plano de Dispendio Global* ou PDG) para o exercício fiscal seguinte para o Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão e o Ministério das Minas e Energias. Depois de revisado por esses órgãos, o orçamento de investimento é enviado ao Congresso brasileiro para aprovação. Apesar de o nível total de nossos investimentos para cada exercício fiscal ser controlado, a aplicação específica de recursos é deixada a nosso critério. Desde meados de 1991, obtemos valores substanciais de nosso financiamento dos mercados de capitais internacionais, principalmente através da emissão de títulos negociáveis e títulos de curto, médio e longo prazo, e temos sido cada vez mais capazes de obter recursos de longo prazo para grandes itens de investimentos tais como sondas e plataformas.

O Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão controla o valor total da dívida de médio e longo prazo que nós e nossas subsidiárias brasileiras temos autorização para incorrer através do processo de aprovação do orçamento anual. Antes de emitir dívida de médio e longo prazos, nós e nossas subsidiárias brasileiras também devemos obter a aprovação do Tesouro Nacional pouco antes da emissão. Os empréstimos que excederem o valor orçado aprovado para qualquer exercício também exigem a aprovação do Senado brasileiro.

Toda a nossa dívida denominada em moeda estrangeira, bem como a dívida denominada em moeda estrangeira de nossas subsidiárias brasileiras exige registro no Banco Central. A emissão de dívida de nossas subsidiárias internacionais, entretanto, não está sujeita ao registro no

Banco Central ou à aprovação do Tesouro Nacional.

Fontes de Recursos

Nosso Fluxo de Caixa

Em 31 de dezembro de 2007, tínhamos disponibilidades no valor de US\$ 6.987 milhões em comparação com US\$ 12.688 milhões em 31 de dezembro de 2006. A redução em nossas disponibilidades deveu-se principalmente: pagamento de dividendos, aquisição de títulos a longo prazo para garantir passivos do fundo de pensão da Petros; pagamentos resultantes de alterações nos regulamentos do Plano da Petros e o aumento em nossos investimentos no ano 2007 comparados com 2006.

As atividades operacionais forneceram fluxos de caixa líquidos de US\$ 22.664 milhões em 2007, comparados com US\$ 21.077 milhões em 2006. Os principais efeitos sobre o caixa gerados por atividades operacionais foram receitas operacionais líquidas que aumentaram US\$ 15.388 milhões em 2007 comparado com 2006.

O caixa líquido usado em atividades de investimento aumentou para US\$ 24.026 milhões em 2007, comparado com US\$ 14.681 milhões em 2006. Esse aumento deveu-se principalmente a nossos investimentos relacionados às nossas atividades operacionais que usaram US\$ 20.978 milhões, incluindo US\$ 9.448 milhões aplicados em nossos projetos de exploração e produção no Brasil, principalmente na Bacia de Campos, e para adquirir Títulos da Série B do Tesouro Nacional no valor de US\$ 1.907 milhões para atender às obrigações futuras de pensão para garantir acordos futuros de longo prazo.

As atividades de financiamento usaram caixa líquido de US\$ 5.988 milhões em 2007, comparado com US\$ 4.354 milhões em 2006. Esse aumento foi principalmente em virtude de um aumento no valor de dividendos pagos aos acionistas em 2007 comparado com 2006.

Nossa dívida líquida aumentou para US\$ 14.908 milhões em 31 de dezembro de 2007 comparado com US\$ 8.650 milhões em 31 de dezembro de 2006, principalmente em virtude de uma redução em nossas disponibilidades. Essa redução foi principalmente resultante de: pagamento de dividendos, aquisição de títulos a longo prazo para garantir passivos do fundo de pensão da Petros; pagamentos resultantes de alterações nos regulamentos do Plano da Petros e o aumento em nossos investimentos no ano 2007 comparados com 2006.

Dívida de Curto Prazo

Nossa dívida de curto prazo em aberto serve principalmente para dar suporte às nossas importações de petróleo e derivados, e é fornecida quase que inteiramente por bancos internacionais. Em 31 de dezembro de 2007, nossa dívida de

curto prazo (excluindo as partes atuais das obrigações de longo prazo) totalizava US\$ 1.458 milhões em comparação com US\$ 1.293 milhões em 31 de dezembro de 2006.

Dívida de Longo Prazo

Nossa dívida total de longo prazo consolidada em aberto consiste principalmente de títulos emitidos nos mercados de capitais internacionais, debêntures emitidas no mercado de capitais doméstico, valores em aberto em linhas de crédito garantidas por agências de crédito de exportação e agências multilaterais, e financiamentos do BNDES e outras instituições financeiras. A dívida de longo prazo em aberto, mais a parte de curto prazo de nossa dívida de longo prazo, totalizavam US\$ 13.421 milhões em 31 de dezembro de 2007, em comparação com US\$ 12.616 milhões em 31 de dezembro de 2006.

Incluídas nesses valores em 31 de dezembro de 2007 estão as seguintes emissões de dívidas internacionais:

<u>Títulos</u>	<u>Valor do Principal</u>
Notes da PifCo de 9,875% com vencimento em 2008	US\$ 450 milhões
Notes da PifCo de 9,750% com vencimento em 2011	US\$ 600 milhões
Global Step-up Notes da PifCo de 12,375% com vencimento em 2008	US\$ 400 milhões
Global Notes da PifCo de 9,125% com vencimento em 2013	US\$ 750 milhões
Global Notes da PifCo de 8,375% com vencimento em 2018	US\$ 750 milhões
Senior Trust Certificates da PifCo de 3,748% com vencimento em 2013 (1)	US\$ 200 milhões
Senior Trust Certificates da PifCo de 6,436% com vencimento em 2015 (1)	US\$ 550 milhões
Global Notes da PifCo de 7,75% com vencimento em 2014	US\$ 600 milhões
Global Notes da PifCo de 6,125% com vencimento em 2016	US\$ 899 milhões
Japanese Yen Bonds da PifCo de 2,15% com vencimento em 2016	US\$ 313 milhões
Notes da PEPSA de 9,00% com vencimento em 2009	US\$ 181 milhões
Notes da PEPSA de 8,13% com vencimento em 2010	US\$ 349 milhões
Notes da PEPSA de 5,93% com vencimento em 2011	US\$ 87 milhões
Notes da PEPSA de 9,38% com vencimento em 2013	US\$ 200 milhões
Notes da PEPSA de 6,66% com vencimento em 2017 (2)	US\$ 300 milhões
Global Notes da PifCo de 5,875% com vencimento em 2018 (3)	US\$ 1.000 milhão

A menos que indicado ao contrário, a dívida é emitida pela PifCo, com o nosso suporte por meio de um standby purchase agreement.

- (1) Emitidas relacionadas ao nosso programa de pré-pagamento de exportação. A menos que indicado ao contrário, a dívida é emitida pela PifCo com o nosso suporte por meio de um standby purchase agreement.
- (2) Emitidas pela PESA, com o nosso suporte por meio de um standby purchase agreement.
- (3) Emitidas pela PifCo, com o nosso suporte por meio de um standby purchase agreement. Os juros serão pagos em 1º de março e 1º de setembro de cada ano com o primeiro pagamento vencendo em 1º de março de 2008. Esses títulos foram reabertos no valor de US\$ 750 milhões em janeiro de 2008.

Project financing

Desde 1997, estamos usando os project financings para fornecer capital para nossos grandes projetos de

exploração e produção e projetos relacionados, incluindo alguns sistemas de transporte e processamento de gás natural. Todos esses projetos e as dívidas das

sociedades de propósito específico criadas para esses financiamentos são registrados em nosso balanço patrimonial e contabilizados no item "Project Financings". De acordo com arranjos contratuais normais, somos responsáveis por desenvolver os campos de petróleo e gás, operar os campos, pagar todas as despesas operacionais relacionadas aos projetos e remeter uma parte dos recursos líquidos gerados dos campos para financiar a dívida das SPEs e o retorno sobre o patrimônio líquido. No final de cada project financing, temos a opção de comprar os ativos do projeto da SPE ou, em alguns casos, adquirir o controle sobre a própria SPE.

Os project financings em aberto, mais a parte de curto prazo de nossos project financings, totalizavam US\$ 6.278 milhões em 31 de dezembro de 2007, em comparação com US\$ 6.374 milhões em 31 de dezembro de 2006. Essa redução no

project financing em aberto deve-se principalmente ao fato de os desembolsos em dólares americanos terem sido um pouco inferiores que as amortizações programadas regularmente, bem como a conclusão da estrutura de financiamento Espadarte/Voador/Marimbá—EVM e o pré-pagamento de obrigações relacionadas aos projetos da Nova Transportadora do Sudeste—NTS e Nova Transportadora do Nordeste—NTN pela PifCo. Vide a Nota Explicativa 14 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2007.

Do valor projetado de US\$ 1.274 milhões de despesas com project financings em 2008, esperamos que aproximadamente US\$ 242,7 milhões sejam usados por nossa área de exploração e produção e US\$ 237,0 milhões por nossa área de abastecimento e US\$ 794,3 milhões por nossa área de gás e energia.

Em 31 de dezembro de 2007, a parte de longo prazo dos project financings vence nos seguintes anos:

	Valor Devido (milhões de US\$)
2009	2.236
2010	1.242
2011	101
2012	149
2013	448
2014 e posteriormente.....	410
	4.586

PifCo

Visão Geral

A PifCo financia suas atividades de comercialização de petróleo principalmente por meio de bancos comerciais, incluindo linhas de crédito, bem como por empréstimos intercompanhia e pela emissão de títulos nos mercados de capitais internacionais. Na qualidade de uma empresa não brasileira, a PifCo não é legalmente obrigada a receber a aprovação prévia do Tesouro Nacional brasileiro para incorrer em dívida ou registrar dívida no Banco Central. Como

política, entretanto, a emissão de qualquer dívida é recomendada por qualquer um entre: nosso Diretor Financeiro, nossa diretoria executiva ou nosso conselho de administração, dependendo do valor total do principal e do prazo da dívida a ser emitida.

Fontes de Recursos

Fluxo de Caixa da PifCo

Em 31 de dezembro de 2007, a PifCo tinha disponibilidades no valor de US\$ 674,9 milhões, comparado com US\$ 510,8 milhões em 31 de dezembro de 2006. As atividades

operacionais da PifCo usaram um caixa líquido de US\$ 5.210,0 milhões em 2007, em comparação com o uso de caixa líquido de US\$ 1.967,4 milhões em 2006, principalmente como resultado de um aumento nas vendas de petróleo e derivados e serviços, em virtude de um volume de vendas maior e preços médios mais altos do petróleo Brent. As atividades de investimento da PifCo geraram um caixa líquido de US\$ 5.945,0 milhões em 2007, em comparação com o uso de caixa líquido de US\$ 1.891,0 milhões em 2006, principalmente como resultado de um aumento nos títulos a receber emitidos para partes relacionadas e investimentos em títulos. As atividades de financiamento da PifCo geraram um caixa líquido de US\$ 11.319,1 milhões em 2007, em comparação com a geração de caixa líquido de US\$ 4.138,5 milhões em 2006, principalmente como resultado de um aumento nos recursos de empréstimos de curto e longo prazo feitos por nós, em virtude das necessidades de financiamento de curto prazo da PifCo.

Contas a Receber da PifCo

As contas a receber de partes relacionadas aumentaram 41,9% de US\$ 10.658,9 milhões em 31 de dezembro de 2006 para US\$ 15.211,9 milhões em 31 de dezembro de 2007, principalmente como resultado de um aumento nas transações comerciais de petróleo e derivados.

Empréstimos de Curto Prazo da PifCo

Os empréstimos de curto prazo da PifCo são denominados em dólares norte-americanos e consistem de linhas de crédito e empréstimos a pagar. A posição em aberto da PifCo em 31 de dezembro de 2007 em cartas de crédito irrevogável era de US\$ 730,0 milhões, em comparação com US\$ 552,1 milhões em 31 de dezembro de 2006, dando suporte às importações de petróleo e derivados. Em 31 de dezembro de 2007, a PifCo acessou US\$ 311,5 milhões em linhas de crédito e empréstimos de instituições financeiras, incluindo a parte de crédito de longo prazo, em comparação com US\$ 329,2 milhões acessados em 31 de

dezembro de 2006. A média ponderada da taxa de juros anual sobre esses empréstimos de curto prazo era de 5,59% em 31 de dezembro de 2007, em comparação com 6,76% em 31 de dezembro de 2006. Em 31 de dezembro de 2007, a PifCo usou todos os recursos de linhas de crédito para a compra de importações de petróleo e derivados.

A parte de curto prazo dos títulos da PifCo a pagar para partes relacionadas, que é composta principalmente de títulos a pagar para nós, aumentou de US\$ 5.386,8 milhões em 31 de dezembro de 2006 para US\$ 23.977,7 milhões em 31 de dezembro de 2007, principalmente como resultado das necessidades de financiamento de curto prazo da PifCo e dos investimentos realizados pela nossas subsidiárias internacionais.

Empréstimos de Longo Prazo da PifCo

A PifCo não tinha nenhum empréstimo a longo prazo em aberto da Petrobras em 2007. Em 31 de dezembro de 2006, a PifCo tinha empréstimos de longo prazo da Petrobras no valor de US\$ 7.441,7 milhões, que foram pré-pagos em 2007.

Em 31 de dezembro de 2007, a PifCo tinha em aberto com instituições financeiras (1) US\$ 646,0 milhões em linhas de crédito de longo prazo com vencimentos entre 2009 e 2017, em comparação com US\$ 1.041,3 milhões em 31 de dezembro de 2006 e (2) US\$ 394,0 milhões como resultado de um empréstimo das empresas Nova Transportadora Nordeste-NTN e Nova Transportadora Sudeste-NTS (duas SPEs relacionadas ao nosso Projeto Malhas), assumidos pela PifCo em 15 de junho de 2007, através de um acordo de empréstimo com a Malha Gas Investment Co., Ltd. (M-GIC), que atua como um Facility Agent para o JBIC (Japan Bank for International Cooperation). Esse empréstimo incorre juros a taxa Libor mais 0,8% ao ano, pagáveis semestralmente. O valor do principal será pago semestralmente a partir de 15 de dezembro de 2009 até 15 de dezembro de 2014. Como resultado dessa transferência, a NTN e a NTS emitiram alguns Títulos para a

PifCo com as mesmas características de um empréstimo em termos do valor do principal, taxas de juros e programação de amortização.

Como resultado da liquidação da Oferta de Troca (a Troca) que ocorreu em 7 de fevereiro de 2007, a PifCo recebeu e aceitou uma troca no valor de US\$ 399,1 milhões (valor nominal dos Títulos). Todos os Títulos recebidos foram cancelados no mesmo dia e, como consequência, a PifCo emitiu US\$ 399,1 milhões de Global Notes com vencimento em 2016 que incorrem

juros a uma taxa de 6,125% ao ano, pagáveis semestralmente. Os novos Títulos constituem uma única série fungível com os US\$ 500 milhões de Global Notes com vencimento em 2016 emitidos em outubro de 2006. No total, a PifCo tem US\$ 899,1 milhões em títulos em aberto com vencimento em 2016. A PifCo também pagou aos investidores um valor em dinheiro equivalente a US\$ 56 milhões como resultado da Troca. A tabela abaixo apresenta o resultado da Troca:

<u>Títulos anteriores da PifCo</u>	<u>Taxa de juros</u>	<u>Vencimento</u>	<u>Principal em aberto após a troca</u>	<u>Valor total trocado</u>
(milhões de US\$)				
Global Step-Up Notes ..	12,375%	2008	126,9	7,8
Senior Notes	9,875%	2008	224,2	14,0
Senior Notes	9,750%	2011	235,4	51,0
Global Notes	9,125%	2013	374,2	124,1
Global Notes	7,750%	2014	397,9	202,2
			<u>1.358,6</u>	<u>399,1</u>
(milhões de US\$)				
<u>Novos títulos da PifCo</u>	<u>Taxa de juros</u>	<u>Vencimento</u>	<u>Principal em aberto após a troca</u>	<u>Valor total trocado</u>
(milhões de US\$)				
Global Notes	6,125%	2016	899,1	399,1
			<u>899,1</u>	<u>399,1</u>

Em 1º de novembro de 2007, a PifCo emitiu Global Notes no valor de US\$ 1 bilhão nos mercados de capitais internacionais, com vencimento em março 2018. Os Títulos incorrem juros à taxa de 5,875% ao ano, pagáveis semestralmente, iniciando em 1º de março de 2008. A finalidade dessa emissão era acessar os mercados de capitais de dívida de longo prazo, refinar pré-pagamentos de dívida vencidas e reduzir o custo do capital.

Em 31 de dezembro de 2007, a PifCo tinha também em aberto:

- US\$ 224,2 milhões em Senior Notes com vencimento em 2008 (curto prazo) e US\$ 235,4 milhões em Senior Notes com vencimento em 2011. Os títulos incorrem juros à taxa de 9,875% e 9,75%, respectivamente;
- US\$ 126,9 milhões (curto prazo) em Global Step-up Notes com vencimento em abril 2008 que

incorrem juros à taxa de 12,375% ao ano a partir de 1º de abril de 2006, com juros pagáveis semestralmente;

- US\$ 398,4 milhões (US\$ 66,0 milhões, curto prazo) relacionados ao nosso programa de pré-pagamento de exportação e relacionados às seguintes Séries em aberto: US\$ 550 milhões em 6,436% de Senior Trust Certificates com vencimento em 2015 e US\$ 200 milhões em 3,748% de Senior Trust Certificates com vencimento em 2013;
- US\$ 3.200,2 milhões em Global Notes, consistindo de US\$ 374 milhões em Global Notes com vencimento em julho de 2013 que incorrem juros à taxa de 9,125% ao ano; US\$ 577 milhões de Global Notes com vencimento em dezembro de

2018 que incorrem juros à taxa de 8,375% ao ano; US\$ 398 milhões de Global Notes com vencimento em 2014 que incorrem juros à taxa de 7,75% ao ano; US\$ 899 milhões de Global Notes com vencimento em outubro de 2016 que incorrem juros à taxa de 6,125% ao ano; US\$ 1 bilhão de Global Notes com vencimento em março de 2018 que incorrem juros à taxa de 5,875% ao ano. Os juros desses títulos são pagos semestralmente e os recursos foram usados para fins corporativos gerais, incluindo o financiamento de importações de derivativos e o pagamento de dívidas comerciais existentes e empréstimos intercompanhia e

- US\$ 312,8 milhões (¥35 bilhões) em Japanese Yen Bonds emitidos em setembro de 2006 e com vencimento em setembro de 2016. A emissão foi uma colocação privada no mercado

japonês com uma garantia parcial do Japan Bank for International Cooperation (JBIC) e sua principal finalidade foi entrar novamente no mercado japonês, acessar uma nova base de investidores e alcançar o custo financeiro competitivo. Os títulos incorrem juros à taxa de 2,15% ao ano, pagáveis semestralmente. Na mesma data, a PifCo celebrou um contrato de swap com o Citibank, fazendo o swap do valor total dessa dívida para dívida denominada em dólar norte-americano.

Em 31 de dezembro de 2007, a PifCo tinha disponível linhas de crédito comprometidas standby no valor de US\$ 327,0 milhões, que não são específicas quanto às exigências de uso. A PifCo não tinha valores sacados relacionados a essa linha de crédito e, na data deste registro, não tem programada uma data para o saque.

A tabela a seguir apresenta as fontes da dívida de curto e de longo prazo da PifCo em 31 de dezembro de 2007 e 31 de dezembro de 2006:

	31.12.07		31 de dezembro de 2006	
	Circulante	A longo prazo	Circulante	A longo prazo
	(milhões de US\$)			
Instituições de financiamento	311,5	1.040,0	329,2	1.041,2
Senior notes.....	238,5	235,4	533,9	524,6
Global step-up notes.....	130,8	—	4,2	134,6
Venda de direito a contas a receber futuras	69,0	548,4	68,4	614,4
Ativos relacionados ao pré-pagamento de exportação a ser compensado pelas vendas de direitos a contas a receber futuras	—	(150,0)	—	(150,0)
Global notes	37,3	3.200,2	32,7	2.181,4
Japanese yen bonds	1,7	312,8	1,7	293,9
Senior exchangeable notes.....	—	—	333,7	—
Dívida Total	788,8	5.186,8	1.303,8	4.640,1

Títulos Extintos

Em 31 de dezembro de 2007 e 31 de dezembro de 2006, tínhamos valores investidos no exterior em um fundo de investimento exclusivo que mantinha títulos

de dívida de algumas de nossas empresas do grupo no valor de US\$ 856 milhões e US\$ 982 milhões, respectivamente.

Quando esses títulos são comprados pelo fundo, os valores relacionados, junto aos juros aplicáveis, são removidos da rubrica de títulos e dívida de longo prazo. Vide a Nota Explicativa 12 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2007.

Acordos Não registrados no Balanço Patrimonial

Conforme descrito acima, todos os nossos project financings estão registrados no balanço patrimonial. Em 31 de dezembro de 2007, nem nós nem a PifCo tínhamos acordos não registrados em balanço patrimonial que tenham, ou seja razoavelmente provável que tenham, um efeito relevante na condição financeira, receitas ou despesas, resultados operacionais, liquidez, investimentos ou recursos de capital.

A tabela a seguir estabelece nossos investimentos consolidados (incluindo project financings e investimento em usinas termoeletricas) para cada um de nossas áreas de negócios em 2007, 2006 e 2005:

	No Exercício Findo em 31 de dezembro de		
	2007	2006	2005
	(milhões de US\$)		
Exploração e Produção	9.448	7.329	6.127
Abastecimento	4.488	1.936	1.749
Distribuição	327	351	207
Gás e Energia	3.223	1.664	694
Internacional			
Exploração e Produção	2.555	2.304	1.067
Abastecimento	247	202	79
Distribuição	37	77	16
Gás e Energia	25	54	13
Corporativo	628	726	413
Total	20.978	14.643	10.365

Em 14 de agosto de 2007, anunciamos nosso Plano Estratégico, que contempla investimentos orçados totais de US\$ 112,4 bilhões de 2008 a 2012, aproximadamente US\$ 97,4 bilhões dos quais serão dirigidos para nossas atividades no Brasil, enquanto US\$ 15,0 bilhões serão dirigidos para nossas atividades no exterior. A maioria de nossos investimentos de 2008 a 2012, aproximadamente US\$ 65,1 bilhões, será dirigido para exploração e produção,

Uso de Fundos

Investimentos

Um total de US\$ 20.978 milhões foi investido em 2007, um aumento de 43,3% quando comparado com nossos investimentos de US\$ 14.643 milhões em 2006. Nossos investimentos em 2007 foram dirigidos principalmente para aumentar nossa capacidade de produção na Bacia de Campos, aprimorar nossas refinarias e expandir nosso sistema de distribuição e transportes por dutos. Do valor total dos investimentos em 2007, US\$ 9.448 milhões (45,0%) estavam relacionados com projetos de exploração e desenvolvimento principalmente na Bacia de Campos, que inclui investimentos financiados por meio de estruturas de project financing. A PifCo utiliza os recursos principalmente para financiar suas atividades de comercialização de petróleo.

dos quais US\$ 54,6 bilhões são dirigidos para nossas atividades no Brasil.

Nosso Plano Estratégico até 2012 contempla despesas domésticas maiores em nossas atividades de construção e outros projetos. Estimamos que dos US\$ 97,4 bilhões em investimentos domésticos até 2012, no mínimo US\$ 63,1 bilhões (65%) serão utilizados para pagar por equipamento fornecidos e serviços prestados por

contratados, fornecedores e outros prestadores de serviço brasileiros.

Nosso orçamento em investimento para o exercício de 2008, incluindo nossos project financings, é de US\$ 26,0 bilhões, alocados entre cada uma de nossas áreas de negócios conforme a seguir: (i) Exploração e Produção: US\$ 12,2 bilhões; (ii) Abastecimento: US\$ 6,8 bilhões; (iii) Internacional: US\$ 3,2 bilhões; (iv) Gás e Energia: US\$ 2,7 bilhões; (v) Distribuição: US\$ 0,4 bilhão e (vi) Corporativo: US\$ 0,7 bilhão.

Planejamos atender aos nossos investimentos principalmente por caixa gerado internamente e emissões nos mercados de capitais internacionais, empréstimos project finance e empréstimos de bancos comerciais. Nossos investimentos reais podem variar substancialmente dos números projetados mencionados acima como resultado das condições de mercado e do custo e disponibilidade dos recursos necessários.

Dividendos

Por lei, somos obrigados a distribuir no mínimo 25% de nosso lucro líquido anual, de acordo com a Lei das Sociedades

Anônimas, aos nossos acionistas como dividendos. Em 2007, pagamos dividendos de aproximadamente US\$ 4.003 milhões (US\$ 0,46 por ação). Aproximadamente 80,6% desse valor foi pago em forma de juros sobre o capital próprio.

Em 4 de abril, 2008, nossos acionistas aprovaram dividendos relacionados ao exercício findo em 31 de dezembro de 2007, no valor de US\$ 3.715 milhões. Essa proposta inclui juros sobre capital no valor de US\$ 3.591 milhões, US\$ 1.238 milhões dos quais foram disponibilizados aos nossos acionistas em 23 de janeiro de 2008 com base na sua posição de acionista em 17 de agosto de 2007 e de acordo com a variação da taxa SELIC (a taxa de juros aplicável a certos títulos do governo brasileiro) de 31 de dezembro de 2007. Os dividendos são reajustados de acordo com a taxa SELIC a partir de 31 de dezembro de 2007, até a data de pagamento de cada parte.

A parte remanescente dos juros sobre a participação acionária e os dividendos será disponibilizada aos acionistas até junho de 2008.

Obrigações contratuais

Petrobras

A tabela a seguir resume nossas obrigações contratuais e nossos compromissos em aberto em 31 de dezembro de 2007:

	Pagamentos Devidos por Período				
	Total	≤ 1 ano	1 a 3 anos	3 a 5 anos	≥ 5 anos
	(milhões de US\$)				
Obrigações Contratuais					
Itens do Balanço Patrimonial:					
Obrigações de Dívida de Longo Prazo	13.421	1.273	3.452	2.898	5.798
Obrigações de Fundo de Pensão (1)	23.591	1.135	2.605	3.114	16.737
Obrigações de Project Finance	6.278	1.692	3.478	250	858
Obrigações de Leasing de Capital (Financeiro)	738	227	414	97	—
Total dos Itens do Balanço Patrimonial	44.028	4.327	9.949	6.359	23.393

	Pagamentos Devidos por Período				
	Total	≤ 1 ano	1 a 3 anos	3 a 5 anos	≥ 5 anos
	(milhões de US\$)				
Outros Compromissos Contratuais de Longo Prazo					
Compromissos Ship-or-Pay de Gás Natural.....	5.545	452	919	928	3.246
Serviços Contratuais.....	23.713	10.094	10.446	2.193	980
Contratos de Abastecimento de Gás Natural.....	6.754	660	1.119	1.106	3.869
Leasing Operacional.....	15.063	4.271	6.589	3.081	1.122
Compromissos de Compra.....	2.055	732	887	436	---
Compromissos de Compra Internacionais.....	4.021	704	933	783	1.601
Total de Outros Compromissos Contratuais de Longo Prazo.....	57.151	16.913	20.893	8.527	10.818
Total.....	101.179	21.240	30.842	14.886	34.211

(1) Há ativos de plano de pensão no valor de US\$ 18.549 milhões que garantem as obrigações do plano de pensão. Esses ativos são apresentados como uma redução aos passivos atuariais líquidos. Vide a Nota Explicativa 16 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2007.

PifCo

A tabela abaixo apresenta as obrigações contratuais em aberto da PifCo em 31 de dezembro de 2007, e a data de vencimento das obrigações contratuais:

	Pagamentos Devidos por Período				
	Total	≤ 1 ano	1 a 3 anos	3 a 5 anos	≥ 5 anos
	(milhões de US\$)				
Obrigações Contratuais					
Dívida de longo prazo.....	5.891,7	704,9	593,9	555,4	4.037,5
Obrigações de compra - Longo prazo.....	5.261,9	2.213,3	1.708,9	441,1	898,6
Total.....	11.153,6	2.918,2	2.302,8	996,5	4.936,1

Políticas e Estimativas Contábeis Essenciais

A discussão a seguir descreve as áreas que exigem o melhor critério ou envolvem um grau mais alto de complexidade na aplicação das políticas contábeis que atualmente afetam nossa condição financeira e os resultados operacionais. As estimativas contábeis que fazemos nesses contextos exigem que façamos premissas sobre questões que são altamente incertas. Em cada caso, se tivéssemos feito outras estimativas, ou se alterações nas estimativas ocorrerem de um período para outro, nossa condição financeira e os resultados operacionais podem ser relevantemente afetados.

A discussão aborda somente as estimativas que consideramos mais importantes com base no grau de incerteza e na probabilidade de um impacto relevante se usássemos uma estimativa

diferente. Há muitas outras áreas nas quais usamos estimativas sobre questões incertas, porém, o efeito razoavelmente provável das estimativas alteradas ou diferentes não é relevante para nossa apresentação financeira.

Reservas de Óleo e Gás

Avaliações de reservas de petróleo e gás são importantes para a administração efetiva de ativos de exploração e produção. Elas são usadas para tomar decisões de investimento sobre propriedades de petróleo e gás. As quantidades de reserva de óleo e gás também são usadas como base para o cálculo de taxas de unidade de produção para depreciação e avaliação de desvalorização. As reservas de óleo e gás são divididas entre reservas provadas e não provadas. As reservas provadas são quantidades estimadas de petróleo, gás natural e líquidos de gás natural que os

dados geológicos e de engenharia demonstram com razoável certeza que podem ser recuperados nos anos futuros a partir de reservatórios conhecidos em condições econômicas e operacionais existentes, isto é, preços e custos da data em que a estimativa é feita. As reservas não provadas são aquelas com uma certeza menos do que razoável de possibilidade de recuperação e são classificadas como prováveis ou possíveis. As reservas prováveis são reservas que é mais provável que sejam recuperadas do que não sejam e reservas possíveis são aquelas menos prováveis de serem recuperadas.

A estimativa de reservas provadas é um processo contínuo que considera as informações de engenharia e geológicas tais como registros de poços, dados de pressão e dados essenciais de amostra de fluido. As reservas provadas também podem ser divididas em duas categorias: desenvolvidas e não desenvolvidas. Espera-se que as reservas provadas desenvolvidas sejam recuperadas a partir de poços existentes incluindo armazenagem em rede, ou quando os custos necessários para colocá-los em produção são relativamente baixos. Para as reservas provadas não desenvolvidas, investimentos significativos são necessários, incluindo a perfuração de novos poços e instalação de unidades de produção ou transporte.

Usamos o método de "esforços bem-sucedidos" para contabilizar nossas atividades de exploração e produção. De acordo com esse método, os custos são acumulados em uma base campo a campo com certos gastos exploratórios e poços secos sendo debitados quando incorridos. Os poços exploratórios que encontram petróleo e gás em uma área que requer maiores investimentos antes da produção poder começar são avaliados anualmente para garantir que quantidades comerciais de reservas tenham sido encontradas ou que um trabalho de exploração adicional esteja em andamento ou planejado em um período razoável para o ciclo de desenvolvimento

da Petrobras e considerando as exigências de prazos da ANP. Os custos de poços exploratórios que não atendem a esses critérios são debitados à despesa. Os custos de poços produtivos e poços secos são capitalizados e amortizados de acordo com o método de unidade de produção em virtude de ele fornecer uma contabilidade mais tempestiva do sucesso ou fracasso de nossas atividades de exploração e produção.

Impacto de Reservas de Óleo e Gás na Depreciação e Exaustão

O cálculo da depreciação e exaustão da unidade de produção é uma estimativa contábil essencial que mensura a depreciação e exaustão de ativos de exploração e produção. É o índice (i) dos volumes reais produzidos para (ii) as reservas provadas desenvolvidas totais (reservas provadas recuperáveis por poços existentes com os métodos de operação e os equipamentos existentes) aplicada (iii) ao custo do ativo. As reservas provadas não desenvolvidas são consideradas na amortização dos custos de aquisição de imóveis arrendados. Os volumes produzidos e o custo do ativo são conhecidos e apesar de as reservas provadas desenvolvidas terem uma alta probabilidade de possibilidade de recuperação, elas têm como base estimativas que estão sujeitas a alguma variabilidade. Essa variabilidade pode resultar em revisões líquidas para baixo ou para cima das reservas provadas nos campos existentes, quando mais informações se tornarem disponíveis por pesquisa e produção. Revisamos nossas reservas provadas nos últimos três anos, aumentando nossas reservas provadas em 762,9 milhões de barris de óleo equivalente em 2007, aumentando nossas reservas provadas em 425,5 milhões de barris de óleo equivalente em 2006 e reduzindo nossas reservas provadas em 258,4 milhões de barris de óleo equivalente em 2005.

Impacto das Reservas de Óleo e Gás e Preços nos Testes para Desvalorização

Em 31 de dezembro de 2007, nosso ativo imobilizado, líquido de exaustão acumulada, totalizava US\$ 85 bilhões. Uma

parte substancial desse valor consistia em propriedades produtoras de petróleo e gás. Essas propriedades são revisadas para verificar desvalorização sempre que eventos ou alterações nas circunstâncias indiquem que os valores contábeis não podem ser recuperados. Estimamos os fluxos de caixa futuros e descontados das propriedades afetadas para julgar a possibilidade de recuperação de valores contábeis. Em geral, as análises têm como base as reservas provadas, exceto em circunstâncias nas quais é provável que reservas não provadas adicionais serão desenvolvidas e contribuirão para fluxos de caixa no futuro; a porcentagem de probabilidades que incluímos nos fluxos de caixa não excede nossos índices de sucesso anteriores no desenvolvimento de prováveis reservas.

Realizamos análises de avaliação de ativos continuamente como parte de nosso programa de administração. Essas análises monitoram o desempenho de ativos contra os objetivos corporativos. Elas também nos auxiliam na revisão de se os valores contábeis de qualquer um de nossos ativos podem não ser passíveis de recuperação. Além de estimar os volumes de reserva de petróleo e gás na condução dessas análises, também é necessário estimar os futuros preços de petróleo e gás.

Em geral, não consideramos preços de óleo temporariamente baixos como um evento alavancador para a condução de testes de desvalorização. Os mercados de petróleo e gás natural têm um histórico de volatilidade significativa de preços. Apesar de os preços ocasionalmente caírem de forma súbita, os preços do setor durante o longo prazo continuarão a ser conduzidos pelas bases de oferta e procura do mercado. Conseqüentemente, quaisquer testes de desvalorização que realizarmos podem fazer uso de nossas premissas de preço de longo prazo para os mercados de petróleo e de gás natural. Essas são as mesmas premissas de preço que são usadas em nossos processos de planejamento e orçamento e nossas decisões de investimento de capital, e elas são consideradas estimativas

conservadoras razoáveis considerando os indicadores de mercado e a experiência anterior. Preços futuros de petróleo e gás significativamente mais baixos podem levar a desvalorizações no futuro, se essas reduções forem consideradas indicativas de tendências de longo prazo. Além disso, alterações significativas na expectativa de curva de produção, desconto e/ou custos exigidos de extração e produção, podem afetar a análise de desvalorizações. Apesar de essas incertezas serem inerentes a esse processo de estimação, o valor dos encargos de desvalorização nos últimos anos tem sido pequeno em relação ao valor total das propriedades produtoras de petróleo e gás: US\$ 271 milhões em 2007, US\$ 21 milhões em 2006 e US\$ 156 milhões em 2005. Com base em nossa experiência, acreditamos que a variabilidade futura em estimativas terá um pequeno impacto nos ativos e nas despesas.

Pensão e Outros Benefícios Pós-Aposentadoria

A determinação da despesa e do passivo em relação a nossos benefícios de pensão e outros benefícios pós-aposentadoria envolve o uso de critérios na determinação das premissas atuariais. Elas incluem estimativas de mortalidade futura, retiradas, alterações na remuneração e taxa de desconto para refletir o valor do tempo do dinheiro bem como a taxa de retorno sobre os ativos do plano. Essas premissas são revisadas no mínimo anualmente e podem ser relevantemente diferentes dos resultados reais em virtude de alterações nas condições de mercado e econômicas, eventos regulamentares, determinações judiciais, taxas de retirada mais altas ou mais baixas ou tempo de vida mais longo ou mais curto dos participantes.

Contabilizamos os Benefícios Pós-Aposentadoria e Demais Benefícios dos nossos Funcionários de acordo com os Pronunciamentos FASB No. 87, 88, 106, 132(R) e 158. Essas normas exigem que contabilizemos a situação financeira positiva ou negativa de nosso plano de pensão de benefício definido e outros planos de benefício pós-aposentadoria

como um ativo ou passivo e para refletir as alterações na situação financeira por "Outros resultados abrangentes acumulados" como um componente separado do patrimônio líquido.

De acordo com as exigências do SFAS 87, e as interpretações subseqüentes, a taxa de desconto deve ter como base o valor atual para liquidar a obrigação de pensão. A aplicação dos preceitos do SFAS 87 em ambientes historicamente inflacionários tais como o Brasil cria certas questões à medida que a capacidade para uma empresa liquidar uma obrigação de pensão, em um ponto futuro, pode não se realizar pois os instrumentos financeiros de longo prazo podem não existir localmente.

Apesar de o mercado brasileiro estar demonstrando sinais de estabilização, conforme refletido nas taxas de juros do mercado, as taxas de juros podem ser instáveis.

Adotamos uma tabela de mortalidade relacionada às premissas atuais de nossos planos de pensão e de saúde no Brasil, que reflete alterações no perfil dos funcionários, aposentados e pensionistas, com base na longevidade, tempo de invalidez e tabelas de mortalidade de inválido.

O aumento progressivo na longevidade tem um impacto direto no volume estimado e provisionado de compromissos e obrigações do plano e em nosso passivo no item "Benefícios pós-aposentadoria a funcionários – Plano de pensão" e em nosso patrimônio líquido no item "Ajustes de reservas de benefícios pós-aposentadoria líquidos de impostos – plano de pensão".

A alteração da tabela de mortalidade está afetando os resultados dos anos subseqüentes a 2004 em virtude de um aumento de despesas relacionadas aos custos financeiros e amortização de "Ajustes de reservas de benefícios pós-aposentadoria líquidos de impostos – plano de pensão".

"Ajustes de reservas de benefícios pós-aposentadoria líquidos de impostos – planos de pensão" são valores calculados como a diferença entre a consolidação prevista do valor líquido das obrigações de acordo com as premissas atuariais e as variações que ocorrerem efetivamente no decorrer do tempo. Esses valores deverão ser amortizados e registrados nos resultados de exercícios fiscais subseqüentes durante a expectativa de vida média dos membros do plano de pensão. Vide a Nota Explicativa 16 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2007.

Litígios, Lançamentos Tributários e Outras Contingências

Foram feitas reivindicações de valores substanciais contra a Petrobras originadas no andamento normal dos negócios. Algumas vezes somos considerados responsáveis por vazamentos e lançamentos de derivados e produtos químicos de nossos ativos operacionais. De acordo com a diretriz fornecida pelo GAAP americano, fazemos uma provisão para esses custos quando é provável que um passivo tenha sido incorrido e estimativas razoáveis do passivo possam ser feitas. Em 31 de dezembro de 2007, tinha uma provisão de US\$ 382 milhões para contingências de litígios. Um julgamento dos nossos executivos é necessário para cumprir essa orientação e ele inclui a discussão da administração com nossos advogados, considerando todos os fatos e circunstâncias pertinentes. Acreditamos que os pagamentos exigidos para cumprir essas leis e regulamentos não variarão significativamente de nossos custos estimados, e dessa forma, não terão um efeito desfavorável relevante em nossas operações ou fluxos de caixa. Nos períodos anteriores, a diferença entre o pagamento real e o valor do passivo de provisão, relacionada às estimativas de contingências, não foi significativa, sem impacto relevante na demonstração do resultado no período do pagamento. Nos últimos cinco anos, nossos pagamentos de caixa anuais para contingências

relacionadas a reivindicações contra a Petrobras, a empresa controladora, atingiram uma média de US\$ 85 milhões ao ano.

Obrigações de Baixa de Ativos e Remediação Ambiental

De acordo com diversos contratos, permissões e regulamentos, temos obrigações legais relevantes de remover equipamentos e restaurar o terreno ou o solo oceânico no final das operações nos locais de produção. Nossas obrigações de remoção de ativos mais significativas envolvem a remoção e descarte de instalações de produção de petróleo e gás no mar em todo o mundo. Acumulamos os custos descontados estimados de desmontagem e remoção dessas instalações no momento da instalação dos ativos. Também estimamos os custos para futuras atividades de limpeza e remediação ambiental com base em informações atuais sobre os custos e planos esperados para remediação. O valor total dos custos estimados, em uma base com desconto, para a provisão de baixa de ativos e remediação ambiental em 31 de dezembro de 2007 foi de US\$ 3.462 milhões. A estimativa de custos de baixa de ativos, remoção e remediação ambiental exigem a realização de cálculos complexos que necessariamente envolvem critérios em virtude de nossas obrigações estarem muitos anos no futuro, os contratos e regulamentos terem descrições vagas de quais práticas e critérios de remoção e remediação terão que ser cumpridos quando os eventos de remoção e remediação realmente ocorrerem e as tecnologias de remoção de ativos e os custos estarem mudando constantemente, junto a considerações políticas, ambientais, de segurança e relações públicas. Conseqüentemente, os prazos e valores de fluxos de caixa futuros estão sujeitos a uma incerteza significativa. Entretanto, considerando o valor significativo do tempo para a data de baixa final, quaisquer modificações nas especificações tecnológicas, exigências legais, ou outras questões, não teriam um efeito

relevantemente desfavorável em um dos períodos de apresentação de relatório.

Em 2007, analisamos e revisamos nossos custos estimados relacionados a abandono de poços e a desmobilização de áreas de produção de petróleo e gás, considerando novas informações sobre a data de abandono prevista e estimativas de custo revisadas para o abandono. As alterações na obrigação estimada de abandono de ativos estavam relacionadas principalmente às mudanças nas expectativas sobre os preços do Brent, que levaram os campos relacionados a ter vidas econômicas mais longas. Essa revisão resultou em uma redução na provisão de US\$ 401 milhões com um ganho reconhecido no lucro líquido, e registrado na linha intitulada custos exploratórios para exploração de petróleo e gás. Vide a nota explicativa 9(d) às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas de 31 de dezembro de 2007.

Transações de derivativos

O SFAS 133 exige que reconheçamos todos os derivativos como ativos ou passivos no balanço patrimonial e mensuremos esses instrumentos ao valor justo. A contabilidade para transações de derivativos exige que nós usemos julgamentos para chegar a premissas para calcular os valores justos de mercado, que são usados como base para reconhecimento de instrumentos derivativos nas demonstrações financeiras. Essa mensuração pode depender do uso de estimativas tais como preços futuros estimados, taxas de juros de longo prazo e índices de inflação, e se tornar cada vez mais complexa quando o instrumento que está sendo valorizado não tem contrapartes com características similares negociadas em um mercado ativo.

No decorrer de nossos negócios, celebramos contratos que atendem à definição de derivativos de acordo com o SFAS 133, e alguns deles não se qualificam para receber contabilidade de hedge. Para a maioria desses contratos, as estimativas envolvidas nos cálculos para o valor justo desses instrumentos derivativos

não foram consideradas como tendo probabilidade de ter um impacto relevante em nossa condição financeira se tivéssemos usado estimativas diferentes, em virtude de a maioria de nossos instrumentos derivativos ser de instrumentos tradicionais negociados em mercado de balcão com vencimentos de curto prazo.

Impacto das Novas Normas de Contabilidade

O GAAP brasileiro adota os princípios IFRS

Em dezembro de 2007, mudanças significativas foram introduzidas na Lei das Sociedades Anônimas Brasileiras para permitir que o GAAP brasileiro convergisse com o International Financial Reporting Standards (IFRS). As mudanças entrarão em vigor para o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2008. O impacto sobre a demonstração do resultado do GAAP brasileiro deve incluir: Uma mudança na maneira de calcular e amortizar o fundo de comércio, o reconhecimento das variações cambiais pelas subsidiárias no exterior, a contabilização de joint ventures e coligadas e os efeitos tributários relacionados. Essas mudanças não teriam um impacto apenas em nosso lucro líquido, mas também no patrimônio líquido que é a base no pagamento de dividendos e juros. No momento, estamos avaliando os impactos em potencial dessa lei sobre as partes financeiras do GAAP brasileiro.

SFAS no 157

Em setembro de 2006, o FASB emitiu a Interpretação FASB no. 157, Mensurações de Valor Justo ("SFAS 157"), que entrou em vigor para nós em 1º de janeiro de 2008. Essa norma define o valor justo, estabelece uma estrutura para mensurar o valor justo e expande as divulgações sobre mensurações de valor justo. O SFAS 157 não exige nenhuma nova mensuração de valor justo mas se aplicaria aos ativos e passivos que devem ser registrados ao valor justo em outras normas contábeis. Nenhum impacto significativo é esperado em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, além de divulgações adicionais.

FSP 157-1

Em fevereiro de 2008, o FASB emitiu o FASB SFAS No. 157-1, "Aplicação do SFAS 157 à Interpretação do FASB No. 13 e suas Interpretações de Contabilidade que Tratam das Transações de Leasing" ("FSP 157-1"), que entrou em vigor para nós a partir de 1º de janeiro de 2008. Esse FSP exclui a Interpretação FASB No. 13, Contabilidade para os Leasings e seus pronunciamentos de contabilidade interpretativos a partir das provisões do SFAS 157, exceto para transações de leasing oriundas de combinações comerciais. Nenhum impacto significativo é esperado em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

FSP 157-2

Em fevereiro 2008, o FASB emitiu o FASB SFAS No. 157-2, "Data da Entrada em Vigor do SFAS 157" ("FSP 157-2"), que posterga para a empresa a data da entrada em vigor de 1º de janeiro de 2008 do SFAS 157 para todos os ativos financeiros e passivos não financeiros, exceto aqueles reconhecidos ou divulgados em valor justo nas demonstrações financeiras em base recorrentes (no mínimo anualmente) até 1º de janeiro de 2009. Nenhum impacto significativo é esperado em nossos demonstrativos financeiros consolidados auditados.

SFAS no 159

Em fevereiro de 2007, o FASB emitiu o SFAS 159 "A Opção de Valor Justo Para Ativos e Passivos Financeiros" ("SFAS 159"). ("SFAS 159"). O SFAS 159 permite a mensuração de certos instrumentos financeiros ao valor justo. As empresas podem escolher mensurar itens qualificados ao valor justo em datas de qualificação especificadas, reportando ganhos e perdas não realizados nesses itens em cada período de apresentação de relatório subsequente. O SFAS 159 é válido para exercícios fiscais com início após 15 de novembro de 2007. Nenhum impacto significativo é esperado em nossas

demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

SFAS No. 141-R

Em dezembro de 2007, o FASB emitiu a Interpretação FASB No. 141 (revisado em 2007), "Combinações Comerciais" ("SFAS 141-R"), que entrará em vigor para as transações de combinações comerciais tendo a data de aquisição no dia ou após o dia 1º de janeiro de 2009. Essa norma requer que a entidade compradora em uma combinação comercial reconheça os ativos adquiridos, os passivos assumidos e qualquer interesse não controlador no comprador na data de aquisição para serem medidos nos seus respectivos valores justos. O SFAS 141-R altera o tratamento contábil dos seguintes itens: custos relacionados à aquisição e custos de reestruturação a serem pagos quando incorridos; pesquisa e desenvolvimento em processo a serem registrados em valor justo como um ativo intangível indefinido na data da aquisição; alteração nos descontos de avaliação dos ativos de imposto diferidos e incertezas no imposto de renda após a aquisição a ser geralmente reconhecido nas despesas de imposto de renda; passivos de contingente adquiridos para serem registrados com valor justo na data da aquisição e subseqüentemente medido em valor mais alto ou em valor determinado 'sob diretriz existente para contingências não adquiridas'. O SFAS 141-R também inclui um número substancial de novas exigências para as divulgações. O impacto na aplicação do SFAS 141-R em demonstrações financeiras consolidadas dependerá das combinações comerciais que serão apresentadas durante e após 2009.

SFAS no 160

Em dezembro de 2007, o FASB emitiu a Interpretação FASB No. 160, "Interesses Não Controladores nos Demonstrativos Financeiros Consolidados, uma alteração do ARB No. 51" ("SFAS 160"), que estabelece novas normas de contabilização e relatório para o interesse não controlador em uma coligada e para a não consolidação de uma coligada. O

SFAS 160 requer o reconhecimento de um interesse não controlador (interesse de minoria) como patrimônio líquido nos demonstrativos financeiros consolidados e separados do patrimônio controlador. O valor do lucro líquido atribuído ao interesse não controlador será incluído no lucro líquido consolidado no demonstrativo da receita. Algumas mudanças no interesse da propriedade controladora devem ser consideradas como transações de patrimônio e quando uma coligada for não consolidada, qualquer investimento em patrimônio não controlador na antiga coligada deverá ser medido inicialmente a um valor justo. O SFAS 160 também inclui amplas exigências de divulgação no que diz respeito aos interesses da matriz e seu interesse não controlador e estará em vigor durante os exercícios fiscais e períodos interinos dentro desses exercícios fiscais a partir de ou após 15 de dezembro de 2008. Nossa apresentação de demonstrativo de receita e balanço patrimonial será modificada significativamente pela aplicação do SFAS 160.

FIN 48

Em julho de 2006, o FASB emitiu a Interpretação FASB no. 48, Contabilidade de Incerteza em Impostos de Renda, Uma Interpretação do Pronunciamento FASB 109 ("FIN 48"), que esclarece a contabilidade para incerteza em impostos de renda reconhecidos nas demonstrações financeiras de uma empresa e determina um limite de probabilidade maior de reconhecimento de benefícios fiscais de posições fiscais incertas assumidas ou previstas a serem assumidas em uma declaração de imposto. O FIN 48 também prevê orientações na mensuração, cancelamento de reconhecimento, classificação, juros e multas, e divulgação. As disposições do FIN 48 entraram em vigor em 1º de janeiro de 2007, com qualquer efeito acumulado da alteração no princípio contábil registrado como um ajuste para o lucro acumulado de abertura. O FIN 48 foi adotado a partir de 1º de janeiro de 2007. A adoção não teve nenhum impacto material em nossos demonstrativos financeiros consolidados auditados.

Pesquisa e Desenvolvimento

Estamos comprometidos com a pesquisa e o desenvolvimento como um meio para ampliar o nosso alcance para novas fronteiras de produção e realizar melhorias contínuas nas operações. Temos um histórico bem-sucedido de desenvolvimento e implantação de tecnologias inovadoras, inclusive os meios para perfurar, concluir e produzir poços em águas cada vez mais profundas. Somos um dos maiores investidores em pesquisas e desenvolvimento entre as mais importantes empresas petrolíferas do mundo, e grande parte das receitas são gastas em pesquisas e desenvolvimento. Em 2007, foram investidos \$881 milhões em pesquisas e desenvolvimento, equivalente a 1,0% de nossas receitas operacionais líquidas. Em 2006, foram investidos \$730 milhões em pesquisas e desenvolvimento, equivalente a 1,0% de nossas receitas operacionais líquidas. Em 2005, foram investidos \$399 milhões em pesquisas e desenvolvimento, equivalente a 0,7% de nossas receitas operacionais líquidas. Nossos estatutos sociais requerem que no mínimo 0,5% de nosso capital corporativo integrado seja reservado para despesas com pesquisas e desenvolvimento.

Nossas atividades de pesquisas e desenvolvimento estão centralizadas em três áreas estratégicas: (1) exploração e produção em águas profundas; (2) refino e conversão de petróleo pesado e (3) energia renovável, bem como em melhoria nos níveis de recuperação de hidrocarbono, qualidade do produto, eficiência, confiabilidade e custos. Entre as realizações bem-sucedidas alcançadas estão as plataformas de produção semi-submersíveis capazes de operar em águas profundas de até 3.000 metros (9,843 pés) e o processo H-Bio para converter nas refinarias existentes óleos vegetais em biodiesel. No período de três anos findo em 31 de dezembro de 2007, nossas atividades em pesquisas e desenvolvimentos receberam 43 patentes no Brasil e 169 no exterior.

Temos no Rio de Janeiro, Brasil, uma instalação de pesquisas e desenvolvimento dedicada em funcionamento desde 1966. Em 31 de dezembro de 2007, 1.981 profissionais trabalhavam nessa instalação. Também nos dedicamos a projetos de pesquisa e desenvolvimento conjuntos com universidades e outros centros de pesquisa no Brasil e no exterior e participamos de intercâmbio tecnológico e assistência com outras empresas de prestação de serviço em campos de petróleo e gás.

A PifCo não se dedica a pesquisa e desenvolvimento.

Tendências

Planejamos ampliar todos os segmentos operacionais em nossos mercados alvos. Para dar suporte a essa meta, planejamos um investimento total de \$112,4 bilhões no período 2008-2012. Desse total, 58% estão nas áreas de exploração e produção, em que um investimento contínuo é necessário para explorar recursos recém-descobertos e compensar declínios naturais na produção dos campos maduros existentes. Com base em nosso direcionamento nos projetos de desenvolvimento, estabelecemos uma meta para aumentar em 7% ao ano a produção no período 2008 a 2012,

substituindo, ao mesmo tempo, nossas reservas por meio de crescimento orgânico.

O preço em vigor para o petróleo que produzimos é definido pelos preços internacionais do petróleo, apesar de geralmente, vendermos o nosso petróleo com pequeno desconto em relação ao preço de benchmark do Brent e West Texas Intermediate (WTI), pois ele é mais pesado e, portanto, mais caro para ser refinado. Os preços internacionais do petróleo alcançaram níveis recordes em 2007, em virtude de três fatores: (1) aumento contínuo na demanda global por derivados de petróleo apesar da elevação de preços, (2) produção de petróleo e capacidade de refino cada vez mais apertadas e (3) riscos geopolíticos internacionais. A International Energy Agency (IEA) estima que a demanda global por energia continuará crescendo e que, na ausência de aumentos concomitantes em investimentos para o abastecimento ou uma ação mais forte na política para conter o crescimento em todos os países, o mundo enfrentará preços da energia cada vez mais altos a longo e médio prazos.⁵

Durante o período de 2008 a 2012, temos um plano para aumentar nossa produção de refino bem como a nossa capacidade de refinar petróleos mais pesados. Durante 2007, as margens brutas das atividades de pós-produção variaram entre 2 e 16% em virtude da flutuação dos preços do petróleo. As margens futuras do refino dependerão do uso da capacidade nas indústrias de refino globais e brasileiras e dos preços e volumes relativos de petróleo leve e pesado produzidos e que podem ser processados.

Nossa taxa de dívida líquida para patrimônio está prevista para ficar na faixa de **20% de 2008 a 2012**.

Os dividendos pagos aos acionistas dependem de nossas receitas e demais fatores. De acordo com a lei brasileira, os acionistas devem receber um dividendo obrigatório de 25% da receita líquida anual e reajustada.

⁵ Fonte: IEA World Energy Outlook 2007

Item 6. Conselheiros, Diretoria Executiva e Funcionários

Conselheiros e Diretoria Executiva

Conselheiros da Petrobras

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

De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas, os acionistas representativos de pelo menos 10% do capital social com direito a voto da empresa 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, o estatuto social da nossa empresa permite que (i) os acionistas preferenciais minoritários que em conjunto detêm pelo menos 10% do total do capital social (excluindo os acionistas controladores) elejam e removam 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. O estatuto social da nossa empresa prevê que, independentemente dos direitos acima concedidos 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 conselheiro em qualquer tempo, por justa causa ou não, em assembléia geral extraordinária de acionistas. Após a eleição de membros do conselho nos termos do procedimento de voto cumulativo, a destituição de qualquer membro do conselho em assembléia geral extraordinária resultará na destituição de todos os outros membros, após o que serão realizadas novas eleições.

Atualmente temos nove conselheiros. A tabela a seguir estabelece certas informações a respeito desses conselheiros:

Nome	Data de Nascimento	Cargo	Mandato atual expira em	Endereço Comercial
Dilma Vana Rousseff (1).....	14 de dezembro de 1947	Presidente	Abril de 2009	Casa Civil – Praça dos Três Poderes Palácio do Planalto – 4º andar - sala 57 Brasília – DF Cep 70.150-900
Silas Rondeau Cavalcanti Silva (1) ..	15 de dezembro de 1952	Membro	Abril de 2009	Avenida República do Chile, 65 24º andar Rio de Janeiro – RJ Cep 20.031-912
Guido Mantega (1)	7 de abril de 1949	Membro	Abril de 2009	Ministério da Fazenda Espianada dos Ministérios Bloco P 5º andar Brasília – DF Cep 70.048-900
J.S. Gabrielli de Azevedo (1).....	3 de outubro de 1949	Membro	Abril de 2009	Avenida República do Chile, 65 23º andar Rio de Janeiro – RJ Cep 20.031-912
Francisco Roberto de Albuquerque (1)	17.05.37	Membro	Abril de 2009	Alameda Carolina, 594 Itú – São Paulo Cep 13.306-410
Arthur Antonio Sendas (1)	16 de junho de 1935	Membro	Abril de 2009	Rodovia Presidente Dutra, 4.674 São João de Meriti – RJ Cep 25.565-350
Fabio Colletti Barbosa (2)	3 de outubro de 1954	Membro	Abril de 2009	Av. Paulista, 1.374 – 3º andar Cerqueira César São Paulo – SP Cep 01310-916
Jorge Gerdau Johannpeter (3).....	8 de dezembro de 1936	Membro	Abril de 2009	Av. Farrapos, 1.811 Porto Alegre – RS Cep 90.220-005
Luciano Galvão Coutinho (1)	29 de setembro de 1946	Membro	Abril de 2009	Av. República do Chile, no. 100 19º andar Rio de Janeiro – RJ Cep 20.031-917

(1) Nomeado pelo acionista controlador.

(2) Nomeado pelos acionistas ordinários minoritários.

(3) Nomeado pelos acionistas preferenciais minoritários.

Dilma Vana Rousseff – a Sra. Rousseff é Presidente do Conselho de Administração da Petrobras e da Petrobras Distribuidora S.A. desde 3 de janeiro de 2003. Ela é Ministra-Chefe da Casa Civil da Presidência da República do Brasil desde 14 de junho de 2005. Anteriormente, ela era Ministra das Minas e Energia, cargo que ocupou de janeiro de 2003 a junho de 2005. A Sra. Rousseff é economista formada pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (1977) e Mestre em Teoria Econômica pela Universidade de Campinas (Unicamp) (1979) e atualmente é Doutoranda em

Economia Monetária e Financeira na Unicamp.

Silas Rondeau Cavalcante Silva – O Sr. Silva é membro de nosso Conselho de Administração desde 3 de abril de 2006 e é também membro do Conselho de Administração da Petrobras Distribuidora S.A. – BR. O Sr. Silva foi Ministro das Minas e Energia de julho de 2005 a maio de 2007. Atualmente, é membro do Conselho de Administração do Itaipu Binacional. O Sr. Silva é engenheiro elétrico formado pela Universidade Federal de Pernambuco e com especialização em engenharia de

linhas de transmissão pela Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Guido Mantega – O Sr. Mantega é membro de nosso Conselho de Administração desde 3 de abril de 2006 e é também membro do Conselho de Administração da Petrobras Distribuidora S.A. – BR. Ele é membro do Comitê de Remuneração e Sucessão de nosso Conselho de Administração desde 15 de outubro de 2007. Ele é Ministro da Fazenda do Brasil desde 28 de março de 2006. Ele é membro do *Conselho de Desenvolvimento Econômico e Social* – CDES, órgão consultivo do governo brasileiro. Ele se formou em Economia pela Faculdade de Economia e Administração da Universidade de São Paulo (USP) in 1971 e fez doutorado em Sociologia do Desenvolvimento na Faculdade de Filosofia, Ciências e Letras da USP; também fez especialização no Institute of Development Studies (IDS) na Universidade de Sussex, Inglaterra, em 1977.

J.S. Gabrielli de Azevedo – O Sr. Gabrielli foi nosso CFO de janeiro de 2003 a julho de 2005 e é nosso Presidente e CEO desde 22 de julho de 2005. Ele é membro do Conselho de Administração da Petrobras Distribuidora S.A. – BR e Presidente do Conselho de Administração de outras subsidiárias da Petrobras no Brasil. O Sr. Gabrielli tem doutorado em Economia pela Boston University (1987). Ele é Professor Pleno de Economia, em licença, da Universidade Federal da Bahia (UFBA).

Francisco Roberto de Albuquerque – O Sr. Albuquerque é membro do Conselho de Administração desde 2 de abril de 2007 e é também membro do Conselho de Administração da Petrobras Distribuidora S.A. – BR. Ele é membro 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 recebeu o título de bacharel em Ciências Militares da Academia Militar das Agulhas Negras (AMAN) em Resende, Rio de Janeiro (1958) e em Economia da Universidade de São Paulo (1968), Mestre em Ciências Militares da Escola de Aperfeiçoamento de Oficiais

(1969) e Phd em Ciências Militares da Escola de Comando e Estado-Maior do Exército no Rio de Janeiro (1977).

Arthur Antonio Sendas – O Sr. Sendas é membro do Conselho de Administração desde 29 de março de 2004 e é também membro do Conselho de Administração da Petrobras Distribuidora S.A. – BR. Ele é membro do Comitê de Auditoria de nosso Conselho de Administração desde 30 de junho de 2006. O Sr. Sendas é Presidente do Grupo Sendas (Sendas Empreendimentos e Participações Ltda.; Sendas Agropecuária S.A. e Sendas Comércio Exterior S.A. e Armazéns Gerais S.A, Shopping Grande Rio, São João de Meriti, RJ e Shopping Pampulha Belo Horizonte, MG) e é membro do Conselho de Administração da Casa Show S.A. e Sendas Distribuidora S.A. O Sr. Sendas é membro dos Conselhos Consultivos da Associação Brasileira dos Supermercados e da Companhia Brasileira de Distribuição – Pão de Açúcar e é membro do Conselho de Desenvolvimento da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro–PUC-Rio.

Fabio Colletti Barbosa – O Sr. Barbosa é membro do Conselho Administrativo desde 3 de janeiro de 2003 e é também um diretor 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 Diretor Presidente do ABN AMRO Bank Latin America e Diretor Presidente do Banco ABN Amro Real S.A. O Sr. Barbosa também é Presidente do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva da Federação Brasileira das Associações de Bancos (FEBRABAN). O Sr. Barbosa graduou-se em Administração de Empresa pela Fundação Getúlio Vargas – São Paulo (1976) e obteve seu MBA no Institute for Management e Development – Lausanne/Suíça (1979).

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 é membro do Comitê de Remuneração e Sucessão de nosso

Conselho de Administração desde 15 de outubro de 2007. O Sr. Johannpeter é Presidente do Conselho de Administração do Grupo Gerdau e é membro do Conselho de Administração do Instituto Brasileiro do Aço, o Conselho de Desenvolvimento Econômico e Social—CDES e do International Iron and Steel Institute (IISI), no qual ele é também membro do Comitê Executivo. O Sr. Johannpeter recebeu o título de Bacharel em Direito e Ciências Sociais da 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 Brasileiro de Desenvolvimento (BNDES) desde 27 de abril de 2007. O Sr. Coutinho tem doutorado em Economia pela Universidade de Cornell, mestrado em Economia do Instituto de Pesquisas Econômicas da Universidade de São Paulo (USP) e é Economista formado pela USP.

Conselheiros da PifCo

A PifCo é administrada por um conselho de administração, consistindo em três membros, e por seus diretores executivos. O conselho de administração é responsável por elaborar as demonstrações de final de exercício da PifCo, convocar assembléias de acionistas e revisar e monitorar seu desempenho e estratégia financeiros. Embora não seja exigido pelo estatuto social da PifCo, é 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 certas informações sobre o conselho de administração da PifCo:

<u>Nome</u>	<u>Data de Nascimento</u>	<u>Cargo</u>	<u>Ano de Nomeação</u>
Daniel Lima de Oliveira.....	29.12.51	Presidente	2005
Marcos Antonio Silva Menezes.....	24.03.52	Conselheiro	2003
Nilo Carvalho Vieira Filho.....	26.10.54	Conselheiro	2004

Daniel Lima de Oliveria - O Sr. Lima de Oliveira é Presidente da PifCo e Gerente Executivo de Finanças Corporativas da Petrobras desde 1º de setembro de 2005. Desde de janeiro de 2002, ele é conselheiro da Petrobras International Braspetro BV (PIB BV) e da Braspetro Oil Services Company – BRASOIL e desde março de 2004 é membro do Conselho de Administração da REFAP S/A. O Sr. Lima de Oliveira graduou-se em engenharia mecânica na 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 Gerente Executivo da Contabilidade da Petrobras desde 1998. Atualmente, o Sr. Menezes é membro do Conselho Fiscal e do Comitê de Auditoria da Braskem S.A., é

Presidente do Conselho Fiscal do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás – IBP e da Organização Nacional das Indústrias de Petróleo – ONIP desde 1998 e 1999, respectivamente. Também é Conselheiro da Câmara de Comércio Americana – AMCHAM/RJ. O Sr. Menezes graduou-se em contabilidade e em administração de empresas no Colégio Moraes Júnior no Rio de Janeiro, tem uma pós-graduação em administração financeira pela Fundação Getúlio Vargas e tem especialização em Programa de Gerenciamento Avançado (PGA) pela Fundação Dom Cabral/INSEAD – França.

Nilo Carvalho Vieira Filho – O Sr. Vieira é conselheiro da PifCo desde 2003 e atua como Diretor de Marketing e Trading da PifCo desde 2004. Vieira é formado em

engenharia mecânica pela Universidade Federal Fluminense no Rio de Janeiro em 1978.

Diretores Executivos da Petrobras

Nossa Diretoria Executiva, composta de um presidente e até 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 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 evidente e especialização em suas respectivas áreas. O mandato máximo dos diretores executivos é de três anos, sendo permitida a reeleição. O conselho de administração poderá destituir qualquer diretor executivo do cargo em qualquer momento com ou sem justa causa. Cinco dos atuais diretores executivos são experientes gerentes, engenheiros ou técnicos da Petrobras.

A tabela a seguir estabelece certas 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 e Diretor Executivo	Abril de 2011
Almir Guilherme Barbassa	19 de maio de 1947	Diretor Financeiro e de Relações com Investidores	Abril de 2011
Renato de Souza Duque	29 de setembro de 1955	Diretor de Serviços	Abril de 2011
Guilherme de Oliveira Estrella.....	18 de abril de 1942	Diretor de Exploração e Produção	Abril de 2011
Paulo Roberto Costa.....	1º de janeiro de 1954	Diretor de Atividades de Pós-produção	Abril de 2011
María das Graças Silva Foster.....	26 de agosto de 1953	Diretora de Gás e Energia	Abril de 2011
Jorge Luiz Zelada	20 de janeiro de 1957	Diretor Internacional	Abril de 2011

J.S. Gabrielli de Azevedo – O Sr. Gabrielli é nosso Presidente desde julho de 2005 e membro de nosso conselho de administração desde 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 o Investidor desde 22 de julho de 2005. O Sr. Barbassa tem o título de mestre em economia da 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 da Universidade Federal Fluminense e obteve o MBA da 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 e Gás desde 2003. O Sr. Estrella formou-se em 1964 pela Escola de Geologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Paulo Roberto Costa – O Sr. Costa é o nosso Diretor de Abastecimento desde 14 de maio de 2004. O Sr. Paulo Roberto é formado em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal do Paraná desde 1976.

Maria das Graças Silva Foster – A Sra. Maria das Graças é nossa Diretora de Gás e Energia desde 21 de setembro de 2007. Ela é formada em engenharia química pela Universidade Federal Fluminense e fez mestrado em engenharia nuclear pela Universidade Federal do Rio de Janeiro e MBA em economia na 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.

Diretores Executivos da PifCo

Todos os atuais diretores executivos são diretores experientes da Petrobras, alguns deles atuaram nos conselhos de administração de empresas subsidiárias da Petrobras e em escritórios de representação no exterior. Os diretores executivos trabalham como uma diretoria e são responsáveis pelo gerenciamento diário da PifCo. O mandato dos diretores executivos é por tempo indefinido e eles podem ser destituídos por justa causa ou não.

A tabela a seguir apresenta certas informações relativas aos diretores executivos da PifCo:

Nome	Data de Nascimento	Cargo	Ano de Nomeação
Daniel Lima de Oliveira	29 de dezembro de 1951	Presidente	2005
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	09 de agosto de 1960	Diretora de Contabilidade	1998
Nilton Antônio de Almeida Maia	21 de junho de 1957	Diretor Jurídico	2000
Gérson Luiz Gonçalves	29 de setembro de 1953	Diretor de Auditoria	2000
Ana Claudia Medeiros Borges.....	27 de dezembro de 1967	Secretária	2006

Daniel Lima de Oliveira - O Sr. Lima de Oliveira é Presidente 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 tornou-se diretor da PifCo em 7 de março de 2005 e atua como Diretor Comercial deste 1º de outubro de 2005. O Sr. França se formou em engenharia química pela Universidade Federal do Rio de Janeiro em 1981.

Sérvio Túlio da Rosa Tinoco – O Sr. Tinoco tornou-se diretor executivo da PifCo em 1º de setembro de 2005. O Sr. Tinoco é o gerente financeiro da PifCo. Ele é formado em economia pela Universidade Oswaldo Cruz, São Paulo (1978) e obteve um MBA da Fundação Getúlio Vargas, São Paulo (1983), parcialmente concluído com um ano no Institut Supérieur des Affaires – ISA/HEC, na França.

Mariângela Monteiro Tizatto – A Sra. Tizatto é Diretora de Contabilidade da PifCo desde abril de 1998 e é Gerente-Geral da Contabilidade Corporativa da Petrobras desde 1999. A Sra. Tizatto é formada em contabilidade pela Universidade Cândido Mendes e obteve o MBA da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Ela é membro do Conselho Fiscal da Petrobras Distribuidora S.A. – BR **desde 2006** e membro da Comissão de Auditoria e Normas Contábeis da Associação Brasileira das

Companhias Abertas—ABRASCA desde 1995.

Nilton Antônio 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 Gerente Executivo Jurídico da Petrobras. Ele concluiu a pós-graduação em Direito, com especializações em energia e direito tributário, na 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. É responsável por todas as atividades de controle contábil interno da Petrobras. O Sr. Gonçalves é membro do Instituto dos Auditores Internos do Brasil (AUDIBRA) e do Institute of Internal Auditors (IIA) [Instituto dos Auditores Internos] dos Estados Unidos. Ele se formou em contabilidade na Universidade de São Paulo – USP em 1975.

Ana Cláudia Medeiros Borges – A Sra. Borges é bacharel em economia pela Universidade Gama Filho e pós-graduada em administração estratégica pela Universidade Cândido Mendes. Ela atua como Coordenadora Comercial da PifCo desde abril de 2006. É também membro do Conselho Fiscal da Petrobras Química S.A. – Petroquisa desde março de 2006.

Remuneração

Petrobras

Em 2007, o valor total da remuneração que pagamos para todos os membros do conselho de administração e

diretores executivos foi de aproximadamente US\$ 4 milhões.

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

Não celebramos contratos de trabalho com nossos conselheiros que prevejam benefícios por ocasião da rescisão do vínculo empregatício. Não possuímos comitê de remuneração e sucessão na forma de comitê consultivo. Vide “— Outros Comitês Consultivos”.

PifCo

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

Titularidade das Ações

Petrobras

Em 30 de abril de 2008, os membros de nosso conselho de administração, nossos diretores executivos, membros do nosso conselho fiscal e os membros de suas famílias, como um grupo, detinham de forma beneficiária, em conjunto, um total de 19.802 ações ordinárias e 56.144 ações preferenciais da nossa empresa. Conseqüentemente, em bases individuais e como um grupo, nossos conselheiros, diretores executivos e membros do nosso comitê fiscal e membros próximos de suas famílias detinham de forma beneficiária menos de um por cento de qualquer classe de nossas ações. As ações de propriedade dos nossos conselheiros, diretores executivos, membros do conselho fiscal e membros próximos de suas famílias têm o mesmo direito 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 imediatas detêm quaisquer opções de compra de ações ordinárias ou ações preferenciais. A Petrobras não tem plano de opção de ações para seus conselheiros, diretores e funcionários.

PifCo

Em 31 de dezembro de 2007, o capital social da PifCo era composto por 300.050.000 ações ordinárias com valor de US\$ 1,00 por ação. 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 de Sociedades Anônimas, composto de até cinco membros. Conforme exigido pela Lei de Sociedades Anônimas, o nosso conselho fiscal é independente da nossa administração e dos nossos auditores externos. As responsabilidades do Conselho Fiscal incluem, entre outras: (i) atividades de monitoramento da administração e (ii) revisão dos nossos relatórios anuais e demonstrações financeiras. Os membros e respectivos suplentes são eleitos pelos acionistas na assembléia geral ordinária. Os detentores de ações preferenciais sem direito de voto e os acionistas ordinários minoritários têm, cada qual, 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 assembléia geral ordinária de acionistas para exercer um mandato de um ano, sendo permitida a reeleição.

A tabela a seguir relaciona os atuais membros do conselho fiscal:

Nome	Ano da Primeira Nomeação
Marcus Pereira Aucélio.....	2005
César Acosta Rech.....	2008
Túlio Luiz Zamin	2003
Nelson Rocha Augusto	2003
Maria Lúcia de Oliveira Falcón	2003

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

Nome	Ano da Primeira Nomeação
Eduardo Coutinho Guerra	2005
Ricardo de Paula Monteiro	2008
Edison Freitas de Oliveira	2002
Maria Auxiliadora Alves da Silva	2003
Celso Barreto Neto	2002

Comitê de Auditoria Petrobras

Temos um comitê de auditoria que assessoria nosso conselho de administração composto exclusivamente de 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 1934.

O Comitê de Auditoria é responsável por, entre outras coisas: (1) fazer recomendações ao nosso Conselho de Administração com relação à nomeação, remuneração e contratação de nosso auditor independente; (2) ajudar na resolução de conflitos entre a administração e o auditor independente no que se refere às nossas demonstrações financeiras; e (3) estabelecer procedimentos para a recepção, retenção e tratamento de reclamações referentes a questões contábeis, de controle interno e auditoria, incluindo procedimentos para apresentação confidencial e anônima, por parte dos funcionários, de receios a respeito de questões contábeis ou de auditoria questionáveis. Em 16 de dezembro de 2005, o estatuto de nosso comitê de auditoria foi alterado 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 atuais membros de nosso Comitê de Auditoria são os Conselheiros Fabio Colletti Barbosa, Francisco Roberto de Albuquerque e Arthur Antonio Sendas.

Todos os membros de nosso comitê de auditoria são independentes, conforme definido no 17 CRF 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*. E, também em 2007, formalizamos uma relação entre a *Comissão de Governança Corporativa* e um *Comitê de Gestão da Petrobras*, a fim de estudar e refinar nossas diretrizes de governança corporativa.

Ombudsman da Petrobras

Criado em maio de 2002 para dar apoio ao escritório do Presidente, o Escritório do Ombudsman Geral da Petrobras é parte oficial de nossa estrutura corporativa desde outubro de 2005, quando se tornou diretamente vinculado à diretoria. O Escritório do Ombudsman Geral é o canal oficial para receber e responder às denúncias e informações relacionadas a possíveis irregularidades na contabilidade, controles e auditoria internos. O Escritório do Ombudsman Geral se reporta diretamente ao Comitê de Auditoria e garante o anonimato dos informantes. Em dezembro de 2007, a diretoria aprovou as Políticas e as Diretrizes dos Ombudsmen da Petrobras, que representou um passo importante no alinhamento das práticas do Ombudsman Geral com aquelas dos demais ombudsmen no sistema, contribuindo para melhorar a governança corporativa.

Comitês Consultivos da PifCo

A PifCo não tem nenhum comitê em seu conselho de administração.

Funcionários e Relações Trabalhistas

Atraímos e retemos funcionários valiosos oferecendo uma compensação e benefícios competitivos, promoções baseadas em mérito e um plano de participação nos lucros. De acordo com a lei brasileira, o pagamento total da

A tabela a seguir mostra o número de nossos funcionários nos últimos três anos:

	Em 31 de dezembro de		
	2007	2006	2005
Funcionários da Petrobras:			
Empresa controladora.....	50.207	47.955	40.541
Coligadas.....	11.941	7.454	7.197
No Exterior.....	6.783	6.857	6.166
Total do Grupo Petrobras.....	68.931	62.266	53.904
Empresa Controladora por Nível:			
Nível Médio.....	33.114	32.265	28.070
Nível Mais Alto.....	16.234	14.809	11.561
Funcionários Marítimos.....	859	881	910
Total da Empresa Controladora.....	50.207	47.955	40.541
Empresa Controladora por Região:			
Sudeste do Brasil.....	34.910	33.057	27.493
Nordeste do Brasil.....	12.243	11.978	10.610
Outras localidades.....	3.054	2.920	2.438
Total da Empresa Controladora.....	50.207	47.955	40.541

A tabela a seguir mostra as principais despesas relacionadas com os nossos funcionários durante os três últimos anos:

	2007	2006	2005
	(milhões de US\$)		
Salários.....	3.625,7	2.736,5	2.129,9
Treinamento de funcionários.....	198,4	151,1	128,1
Distribuições da participação dos lucros.....	519,7	550,3	413,0

Não enfrentamos nenhuma greve trabalhista desde 1995 e consideramos boas as nossas relações com os nossos funcionários e com os sindicatos que representam os nossos funcionários. Quarenta e oito por cento dos nossos funcionários são membros da Federação Única dos Petroleiros e 47% dos nossos funcionários marítimos pertencem ao Sindicato Nacional Trabalhadores Marítimos. Todo ano, negociamos acordos coletivos com cada sindicato. Conforme o acordo em vigor até 31 de agosto de 2008, assinado com a Federação Única dos Petroleiros, os funcionários receberam um aumento de 4,18%, que reflete um aumento na inflação daquele período, conforme

participação de lucros aos funcionários está limitado a 25% do valor dos dividendos propostos para o ano.

Em 2007, aumentamos o número de nossos funcionários devido ao crescimento de nossos negócios.

medido pelo *Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo*, um aumento de 6,5% na escala do piso salarial e um gratificação única de 80% do salário mensal - um acordo comparável com o dos anos anteriores. O acordo coletivo com o sindicato de funcionários marítimos foi assinado em 11 de abril de 2008. Esse contrato é retroativo até 1º de novembro de 2007 e é válido até 31 de outubro de 2008.

Planos de Pensão e Saúde

Patrocinamos um plano de pensão de benefício definido, denominado Petros, que cobre aproximadamente 96,5% de nossos funcionários. O objetivo principal da

Petros foi complementar os benefícios da previdência social dos 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 destinam-se 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 a seguir mostra os benefícios pagos, as contribuições realizadas e os passivos em aberto da Petros para os anos 2007, 2006 e 2005:

	<u>2007</u>	<u>2006</u>	<u>2005</u>
		(milhões de US\$)	
Total de benefícios pagos.....	835	713	570
Total de contribuições	282	187	155
Passivos da Petros (1)	5.042	4.843	3.833

(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. Vide a Nota Explicativa 16 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2007.

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 da Federação Única dos Petroleiros para discutir os déficits do plano e desenvolver um plano de aposentadoria complementar. Já fomos envolvidos em processos judiciais devido ao Plano Petros. Em agosto de 2007, aprovamos novos regulamentos para o Plano Petros e entramos em acordo com a Federação Única dos Petroleiros e demais entidades envolvidas. Esse acordo irá cancelar os processos judiciais existentes com o 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 ajustados de acordo com o índice de inflação do IPCA e (3) eventuais reduções em pensões oferecidas pelo plano governamental não serão mais complementadas pelo Plano Petros. Concordamos em pagar R\$ 4,8 bilhões nos próximos 20 anos para financiar o plano. As mudanças nos regulamentos do plano e o acordo assinado mencionado acima ainda estão sujeitas à aprovação final da Secretaria de Previdência Complementar.

A partir de 1º de julho de 2007, oferecemos nosso plano de pensão complementar denominado Plano Petros 2 para os funcionários que não tinham um plano de pensão. O Plano Petros 2 foi desenvolvido de acordo com o modelo de contribuição variável, no qual as contribuições são capitalizadas na conta dos indivíduos e os benefícios do plano de

pensão são estabelecidos de acordo com os saldos das contas. De acordo com o SFAS no. 87 – Contabilidade de Empregadores para Pensões ("SFAS 87"), o novo plano é considerado um plano de pensão com benefício definido e o passivo relacionado aos futuros benefícios será calculado em uma base anual por um atuário independente e será registrado como componente dos passivos das empresas patrocinadoras.

Mantemos um plano de assistência médica (AMS), que oferece benefícios definidos e cobre todos os funcionários (ativos e inativos) juntamente com os 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.

O 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. Ao invés disso, efetuamos pagamentos de benefícios com base nos custos anuais incorridos pelos participantes do plano.

Em 15 de dezembro de 2006, implementamos o Benefício Farmácia, que prevê termos especiais na aquisição de certos medicamentos pelos membros da AMS nas farmácias participantes, localizadas em todo o Brasil. Consulte o

Item 5 "Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras — Políticas Contábeis Essenciais e Estimativas — Benefícios de Pensão e Outros Benefícios Pós-Aposentadoria".

Além disso, algumas das nossas coligadas consolidadas têm seus próprios planos de benefícios.

PifCo

Com exceção dos 34 funcionários da Petrobras Europe Limited, ou PEL, e os 17 funcionários da Petrobras Singapore Private Limited, ou PSPL, o quadro de funcionários da PifCo consiste unicamente em nossos funcionários e a PifCo depende de nós para oferecer todas as funções administrativas.

Item 7. Principais Acionistas e Operações com Partes Relacionadas

Principais Acionistas

Petrobras

Nosso capital social é composto de ações ordinárias e ações preferenciais, todas sem valor nominal. Em 30 de abril de 2008, havia 5.073.347.344 ações ordinárias em circulação e 3.700.729.396 ações preferenciais em circulação. Esses totais refletem a divisão 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 uma deliberação para desdobrar cada ação do nosso capital em quatro por duas ações. Como resultado do desdobramento de ações, a relação de nossos ADRs de ações ordinárias e ações preferenciais mudou de duas para

um ADR. O desdobramento de ações e a alteração da relação de ADR entraram em vigor em 2 de julho de 2007.

Nos termos da Lei das Sociedades Anônimas, e alterações posteriores, o número de ações sem direito a voto da nossa empresa não pode exceder 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, sendo atualmente detentor de 55,7% de nossas ações ordinárias, nossas únicas ações com direito a voto. O governo brasileiro não possui nenhum direito a voto especial, exceto o direito de sempre indicar a maioria do Conselho de Administração, e não obstante o direito dos acionistas minoritários elegerem conselheiros conforme estabelecido em nosso estatuto.

A tabela a seguir mostra as informações referentes à titularidade de nossas ações ordinárias e ações preferenciais em 30 de abril de 2008 pelo governo brasileiro, por certas instituições do setor público e por nossos diretores e conselheiros, como um grupo. Não temos conhecimento de qualquer outro acionista que detenha 5% ou mais de nossas ações ordinárias.

Acionista	Ações Ordinárias	%	Ações Preferenciais	%	Total de Ações	%
Governo brasileiro	2.826.516.456	55,7	—	—	2.826.516.456	32,2
BNDES Participações S.A.- BNDESPar	94.492.328	1,9	574.047.334	15,5	668.539.662	7,6
Outras empresas do setor público brasileiro	3.446.968	0,1	1.513.488	0,04	4.960.456	0,1
Todos os conselheiros e diretores executivos como um Grupo (15 pessoas).....	19,802	—	56.144	—	75.946	—
Outros	2.148.871.790	42,3	3.125.112.430	84,5	5.273.984.220	60,1
Total.....	5.073.347.344	100,0	3.700.729.396	100,0	8.774.076.740	100,0

Em 30 de abril de 2008, aproximadamente 34,936% de nossas ações preferenciais e aproximadamente 27,419% de nossas ações ordinárias eram detidas com registro nos Estados Unidos, diretamente ou na forma de American Depositary Shares. Em 30 de abril de 2008, tínhamos aproximadamente 323.221.949 detentores registrados de ações preferenciais ou American Depositary Shares representativas de ações preferenciais, e aproximadamente

347.758.229 detentores registrados de ações ordinárias, ou American Depositary Shares representativas de ações ordinárias nos Estados Unidos. A relação de nossos ADRs representativos de ações ordinárias e preferenciais é de duas ações para um ADR. Essa relação foi alterada pelo desdobramento de ações em vigor em 2 de julho de 2007.

PifCo

Em 31 de dezembro de 2007, o capital social da PifCo era composto por 300.050.000 ações ordinárias com valor de US\$ 1,00 por ação. A Petrobras é detentora de todas as ações emitidas e em circulação da PifCo.

Operações 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. Nenhum dos membros de nosso conselho de administração, nossos diretores executivos ou membros de sua família imediata teve uma participação direta 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 operação 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 significativa para nossos negócios.

Não há empréstimos pendentes ou garantias para com os membros de nosso conselho de administração, nossos diretores executivos ou a qualquer membro de suas famílias imediatas.

Para obter uma descrição das ações deidas de forma beneficiária pelos membros de nosso conselho de administração e dos membros da suas famílias imediatas, consultar o Item 6 "Conselheiros, Diretoria Executiva e Funcionários — Titularidade das Ações".

Governo Brasileiro e Petros

Dedicamo-nos a várias operações 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 o valor líquido de US\$ 1.693 milhão, em 31 de dezembro de 2007. Vide a nota explicativa 23 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas de 31 de dezembro de 2007.

Em 31 de dezembro de 2007, tínhamos uma conta a receber (a Conta de Petróleo e Álcool) do governo brasileiro, nosso acionista controlador, de US\$ 450 milhões garantidos por uma conta de depósito bloqueado de US\$ 53 milhões. Vide a nota explicativa 23 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas de 31 de dezembro de 2007.

Temos também depósitos restritos feitos por nós, que servem como garantia para processos judiciais envolvendo o governo brasileiro. Até 31 de dezembro de 2007, esses depósitos totalizavam US\$ 863 milhões. Vide a nota explicativa 23 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas de 31 de dezembro de 2007.

Além disso, segundo 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 2007, o valor desses títulos do governo que foram diretamente adquiridos e mantidos conosco totalizou US\$ 2.156 milhões. Vide a nota explicativa 23 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas de 31 de dezembro de 2007.

Também contabilizamos operações de partes relacionadas com a Petros basicamente compostas de títulos do governo, adiantados por nós para compor os ativos do plano. Em 31 de dezembro de

2007, o valor desses títulos totalizava US\$732 milhões. Além disso, a Petros também faz investimentos diretos em títulos do governo. Vide a nota explicativa 23 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas de 31 de dezembro de 2007.

Para obter informações adicionais relacionadas às nossas principais operações financeiras com partes relacionadas, consulte a nota explicativa 24 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas de 31 de dezembro de 2007.

Operações 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.

Conseqüentemente, a função principal da PifCo é atuar como intermediária entre fornecedores de óleo e nós, dedicando-se a compras de petróleo e derivados de fornecedores internacionais e revendendo petróleo e derivados em dólares norte-americanos para a Petrobras, em uma base de pagamento diferido, a um preço que inclui um ágio para compensar a PifCo por seus custos de financiamento. Substancialmente todas as receitas da PifCo são geradas pelas operações que mantém conosco.

Desde o início da PifCo, não há, nem foram propostas, operações relevantes com quaisquer diretores ou conselheiros da PifCo. Não há empréstimos concedidos pela PifCo a seus conselheiros e diretores.

As operações da PifCo com partes relacionadas em 2007 e 2006 resultaram nos saldos abaixo:

	31.12.07		31 de dezembro de 2006	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
	(milhões de US\$)			
Ativo				
Circulante:				
Contas a receber	15.211,9	—	10.658,9	—
Títulos a receber (1).....	9.673,3	—	6.114,7	—
Títulos negociáveis	407,6	—	627,3	—
Pré-pagamento de exportação	72,5	—	67,8	—
Outros	1,5	—	1,5	—
Outros realizáveis a longo prazo:				
Títulos negociáveis	3.568,1	—	1.151,6	—
Títulos a receber.....	279,6	—	239,7	—
Pré-pagamento de exportação	710,9	—	464,4	—
Passivo				
Circulante:				
Contas a pagar a fornecedores	—	1.686,5	—	1.142,9
Títulos a pagar (1).....	—	23.977,7	—	5.386,8
Receita a receber.....	—	326,3	—	248,7
Exigível a longo prazo:				
Títulos a pagar (1).....	—	—	—	7.441,7
Total	29.925,4	25.990,5	19.325,9	14.220,1
Circulante.....	25.366,8	25.990,5	17.470,2	6.778,4
A longo prazo	4.558,6	—	1.855,7	7.441,7

(1) Os títulos a receber da PifCo e pagáveis para nós para a maioria dos empréstimos incorrem juros à taxa LIBOR mais 3,0% ao ano.

As principais transações da PifCo com partes relacionadas são as seguintes:

	Exercício findo em 31 de dezembro de					
	2007		2006		2005	
	Receita	Despesa	Receita	Despesa	Receita	Despesa
	(milhões de US\$)					
Vendas de petróleo e derivados e serviços						
Petrobras	12.230,7	—	9.729,9	—	7.025,7	—
REFAP S.A.	1.744,6	—	1.484,1	—	1.405,1	—
Petrobras America, Inc.—PAI.....	390,8	—	2.967,8	—	5.487,9	—
BR Distribuidora	—	—	—	—	1,8	—
PESA	139,8	—	47,4	—	49,5	—
Petrobras Bolívia.....	—	—	5,8	—	4,4	—
Petrobras Paraguay Distribución.....	13,4	—	1,5	—	—	—
PRSI						
Trading.....	159,9	—	—	—	—	—
Outros	0,2	—	—	—	—	—
Custo de vendas						
Petrobras	—	(6.873,2)	—	(6.044,3)	—	(5.931,6)
Petrobras America, Inc.—PAI.....	—	(13,6)	—	(227,2)	—	(459,4)
Companhia MEGA S.A.	—	(487,2)	—	(505,8)	—	(367,5)
PESA	—	(343,3)	—	(257,5)	—	(187,8)
PIB B.V.	—	—	—	(14,1)	—	(152,0)
PEBIS	—	(61,0)	—	(226,0)	—	(164,3)
REFAP	—	(622,8)	—	(206,1)	—	(109,9)
EcuadorItc S.A.....	—	2,3	—	(252,6)	—	(211,8)
Petrobras Colombia	—	(347,0)	—	(271,5)	—	(196,0)
Outros	—	(129,0)	—	(116,9)	—	—
Despesa de vendas, gerais e administrativas						
Petrobras	—	(166,4)	—	(176,4)	—	(158,0)
Outros	—	(16,0)	—	(13,3)	—	(0,1)
Receita financeira						
Petrobras	997,4	—	623,8	—	580,9	—
REFAP S.A.	15,8	—	28,3	—	24,2	—
Braspetro Oil Company—BOC	6,7	—	4,9	—	15,6	—
Braspetro Oil Services Company—						
Brasoil.....	3,2	—	2,3	—	11,5	—
PIB B.V.	390,5	—	161,7	—	82,8	—
PNBV	193,6	—	118,3	—	29,9	—
Agri Development B.V.—AGRI B.V.....	74,1	—	56,1	—	17,1	—
Outros	18,0	—	3,8	—	3,5	—
Despesas financeiras						
Petrobras	—	(1.588,2)	—	(722,4)	—	(409,5)
Outros	—	—	—	—	—	(0,3)
Total	16.378,7	(10.645,4)	15.235,7	(9.034,1)	14.739,9	(8.348,2)

Item 8. Informações Financeiras

Demonstrações Consolidadas e Outras Informações Financeiras da Petrobras

Vide o item 18 “Demonstrações Financeiras” e “Índice das Demonstrações Financeiras”.

Demonstrações Consolidadas e Outras Informações Financeiras da PifCo

Vide o item 18 “Demonstrações Financeiras” e “Índice das Demonstrações Financeiras”.

Processos Judiciais

Petrobras

Atualmente estamos sujeitos a diversos processos relacionados a

reivindicações civis, criminais, administrativos, ambientais, trabalhistas e fiscais. Vários litígios individuais descritos mais detalhadamente a seguir respondem por uma parcela significativa do valor total das reivindicações 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. Vide a Nota Explicativa 19 às nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas. A tabela abaixo apresenta nossas provisões financeiras registradas por tipo de ação:⁽¹⁾

	Em 31 de dezembro de	
	2007	2006
	(milhões de US\$)	
Ações trabalhistas	58	38
Ações fiscais	149	47
Ações Cíveis	155	97
Ações comerciais e outras contingências	20	51
Total	382	233

(1) Exclui provisões para contingências contratuais e lançamentos tributários pelo *Instituto Nacional do Seguro Social* ou INSS.

O valor provisionado relativo às ações contra a Petrobras, empresa controladora, que, em 31 de dezembro de 2007, correspondiam a aproximadamente 38,9% 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\$ 85 milhões ao ano. Em 31 de dezembro de 2007, 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\$ 19,3 bilhões.

As ações mais significativas contra nós estão descritas abaixo:

Ações Cíveis

Em 23 de novembro de 1992, a Porto Seguro Imóveis Ltda., acionista minoritária da Petroquisa, moveu uma ação 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 por 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 todos os interesses minoritários da Petroquisa e, no momento, somos proprietários de 100,0% do seu capital. Recorremos e conseguimos cancelar a sentença, mas uma sentença recursória 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 honorários advocatícios).

Se essa concessão não for revertida, a indenização estimada para a Petroquisa, incluindo a correção monetária e os juros, seria de US\$ 6.403 milhões. Porém como a Petrobras possui 100% do capital da Petroquisa, nossa responsabilidade atual para com a Petroquisa seria de aproximadamente US\$ 2.177 milhões. Deveremos também pagar US\$ 320 milhões à Porto Seguro e US\$ 1.281 milhões em honorários advocatícios se essa concessão não for revertida. Para obter mais informações sobre este processo, vide a nota explicativa 19(a) às nossas

demonstrações financeiras consolidadas auditadas de 31 de dezembro de 2007.

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. O CPRM cancelou 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-rés. Em 1999, apesar de recusar a maioria das reclamações da Kallium, o tribunal nos condenou a pagar uma indenização à Kallium pelos custos de pesquisa e exploração, correspondendo a aproximadamente US\$ 1 milhão. Entramos juntos com a Kallium com recursos adicionais e estamos aguardando uma sentença. O valor total das indenizações que podem ser pagáveis estará sujeito a reajuste monetário e a juros a uma taxa de 6% calculada na data em que a ação foi movida.

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 melhores interesses de nossa empresa. 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 em 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, um duto 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 áreas adicionais. Como resultado desse derramamento, diversas ações individuais 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 uma indenização era devida, mas não no valor reivindicado. Ambas as partes recorreram à 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 com 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.

Ações Fiscais

A Receita Federal nos cobrou três tributos relacionados ao imposto de renda retido na fonte (IRRF), alegando que nós os recebemos. Uma das cobranças está ligada aos pagamentos que foram feitos com relação à compra de óleo importado

e as outras duas estão relacionadas ao fretamento de embarcações do tipo plataforma móvel. Em 31 de dezembro de 2007, o valor total desses tributos correspondia a aproximadamente R\$ 4.893 milhões (cerca de US\$ 2.763 milhões). Contestamos essas cobranças e eles apelaram para o nível administrativo. Se for necessário, moveremos uma ação no nível judicial 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 com relação ao pagamento do CIDE (Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico), 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 cobrança 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 2007, a exposição máxima da Petrobras neste caso, incluindo a consolidação monetária, foi de R\$ 1.354 milhões (US\$ 765 milhões).

A Petrobras foi obrigada a vender seus produtos para distribuidores independentes sem a aplicação do CIDE (um imposto por transação) devido a uma decisão judicial obtida pelos distribuidores frente ao governo brasileiro. A decisão judicial foi revogada e em 2007 o governo brasileiro entrou com um processo administrativo contra nós para recuperar R\$ 1.058 milhões (US\$ 597 milhões) pelos CIDEs não pagos. Arquivaremos o processo considerando a primeira decisão administrativa desfavorável.

Ações Ambientais

No período de 2003 a 2007, tivemos vários acidentes, alguns com significativos vazamentos de óleo: 101.970 galões em

2007; 77.402 galões em 2006; 71.141 galões em 2005; 140.000 galões em 2004 e 73.000 galões em 2003. Além disso, entre os anos de 2000 e 2002, os acidentes resultaram em diversos processos investigativos administrativos, civis e criminais, alguns ainda sem solução, e muitos deles com teor significativo, especificados abaixo. Não podemos prever se outros processos resultarão desses acidentes ou se qualquer outro processo adicional teria um efeito desfavorável relevante para nós. Vide a Nota Explicativa 19 às nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas.

Derramamento em janeiro de 2000 — Baía de Guanabara

Em 18 de janeiro de 2000, um duto que ligava um de nossos terminais a uma refinaria na Baía de Guanabara se rompeu, provocando um derramamento de aproximadamente 341.000 galões de petróleo na Baía. Atuamos para controlar o vazamento em um esforço para impedir que o óleo ameaçasse áreas adicionais. Gastamos aproximadamente R\$ 104 milhões em nossas atividades de limpeza e multas cobradas pelo IBAMA em relação a esse derramamento, e estamos sujeitos a vários processos judiciais que permanecem em trâmite como resultado do derramamento.

Derramamento em 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. Nessa ocasião, o vazamento foi de aproximadamente 1,06 milhões de galões de petróleo na área adjacente. Gastamos aproximadamente R\$ 74 milhões 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, que ainda está sendo contestada;

- 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. Estamos em processo de negociação dessas reivindicações; e
- o Ministério Público Federal instituiu uma ação criminal contra a Petrobras, nosso ex-presidente e nosso ex-superintendente da refinaria REPAR. Essa ação foi suspensa.

Derramamento em 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. Em quatro dias, a superfície do rio foi limpa, recuperando aproximadamente 13.738 galões de petróleo. Em consequência do acidente:

- o *Instituto Ambiental do Paraná*, IAP, aplicou uma multa de aproximadamente R\$ 150 milhões, que foi reduzida subsequentemente a R\$ 90 milhões, que ainda está sendo contestada; e
- o Ministério Público Federal e o Ministério Público do Estado do Paraná entraram com ações civis contra nós reivindicando indenizações que chegam perto da casa dos R\$ 3,7 bilhões em danos. Além disso, o IAP entrou com uma ação contra nós reivindicando uma indenização de aproximadamente R\$ 150 milhões. Ambos os processos foram suspensos legalmente.

Março de 2001 — explosão de gás e derramamento — 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 e óleo diesel no oceano. Em consequência do acidente:

- o Ministério Público Federal moveu uma ação em 2002 exigindo o pagamento de R\$ 100 milhões por danos ambientais, entre outras demandas. Apresentamos nossa defesa contra essas demandas 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. Um desses processos terminou e a multa (no valor de R\$ 2 milhões) foi mantida pelo IBAMA. Obtivemos uma medida liminar e estamos aguardando uma decisão final.

Outubro de 2002 - acidente na FPSO

Em 13 de outubro de 2002, uma falta de energia na FPSO P-34, localizada nos campos de Barracuda-Caratinga, afetou o sistema de balanço de água da embarcação e fez com que a FPSO adernasse. Quatro dias depois, 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 similares foram incorporadas ao nosso *Programa de Excelência Operacional* ou PEO. Junto com o 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 desafiou a validade do TAC em 2003 e tentou impedir que nós obtivéssemos novas licenças do IBAMA para nossas plataformas localizadas na Bacia de Campos. A questão foi dirimida no final de 2007, quando obtivemos uma sentença final, sem direito a apelação, a nosso favor.

Perfurações na Bacia de Campos

Em 3 de fevereiro de 2006, o IBAMA impôs uma multa de R\$ 213,2 milhões para nós por nossa alegada violação do *Termo de Ajustamento de Conduta* (TAC) de 11 de agosto de 2004 com o IBAMA relacionado às operações de perfuração na Bacia de Campos. Esta multa está sendo contestada através de processos administrativos. Acreditamos que a perfuração realizada pela Petrobras na costa brasileira, incluindo a perfuração realizada na Bacia de Campos, é legítima com base na licença de perfuração prévia do IBAMA, Decreto do Governo Federal de 9 de dezembro de 2002, e no TAC de 11 de agosto de 2004, que ainda é válido.

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. Esta ação está entrando na fase do levantamento de provas. Embora os autores tenham alegado danos correspondentes a US\$ 89.500 em uma petição inicial apresentada ao Tribunal, o Ministério Público do Estado de São Paulo declarou publicamente que US\$ 800 milhões seriam, em última instância, necessários para remediar os alegados danos ambientais. O Tribunal recusou-se a declarar a responsabilidade individual e conjunta das rés, e acreditamos que será difícil determinar os danos ambientais atribuíveis a cada ré.

PifCo

Não há litígios ou processos governamentais em trâmite, ou no 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

A tabela abaixo descreve os pagamentos de nossos dividendos nos últimos cinco exercícios fiscais, incluindo os valores pagos na forma de juros sobre o capital próprio.

	No Exercício Findo em 31 de dezembro de				
	2007	2006	2005	2004	2003
	(milhões de US\$)				
Dividendos pagos aos acionistas.....	3.860	3.144	2.104	1.785	941
Dividendos pagos a participações minoritárias	143	69	6	24	2
	4.003	3.213	2.110	1.809	943

Para analisar as exigências de distribuição de dividendos mínimos da Lei das Sociedades Anônimas, consultar o Item 10. "Informações adicionais—Estatuto Social da Petrobras—Pagamento de Dividendos e Participações no Patrimônio Líquido" e o Item 10. "Informações adicionais—Estatuto Social da Petrobras—Distribuição Obrigatória". Podemos mudar nossa política de dividendos a qualquer momento

Item 9. A Oferta e Listagem

Petrobras

Mercados

Nossas ações e ADSs são listados ou cotados nos seguintes mercados:

Ações Ordinárias.....	Bolsa de Valores de São Paulo (Bovespa) - São Paulo (símbolo ticker PETR3); Mercado de Valores Latinoamericanos en Euros (Latibex) - Madrid, Espanha (símbolo ticker XPBR)
Ações Preferenciais	Bolsa de Valores de São Paulo (Bovespa) - São Paulo (símbolo ticker PETR4); Mercado de Valores Latinoamericanos en Euros (Latibex) - Madrid, 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.....	Bolsa de Comercio de Buenos Aires (BCBA) - Buenos Aires, Argentina (símbolo ticker APBR)
Ações Preferenciais	Bolsa de Comercio de Buenos Aires (BCBA) - Buenos Aires, Argentina (símbolo ticker APBRA)

Nossas ações ordinárias e preferenciais são negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo 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,

dentro dos limites estabelecidos pela lei brasileira.

PifCo

Para analisar a política de distribuição de dividendos da PifCo, consultar o Item 10 "Informações adicionais — Contrato Social e Estatuto Social da PifCo — Dividendos".

desdobramento das ações passou a vigorar em 28 de abril de 2008 na Bolsa de Valores de São Paulo e em 8 de maio de 2008 na Bolsa de Valores de Nova York. O desdobramento de duas para uma ação não afetou a taxa de nossas ADSs para nossas ações subjacentes.

Nossas ações ordinárias e preferenciais são comercializadas 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 com denominações 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 informada pela Bolsa de Valores de São Paulo, e para nossas American Depositary Shares ordinárias e preferenciais, conforme informada pela Bolsa de Valores de Nova York, para os períodos indicados.

	Reais por ação ordinária		Reais por ação ordinária		Dólares americanos por American Depositary Share ordinárias		Dólares americanos por American Depositary Share preferencial	
	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa
2003	10,56	5,75	9,69	5,20	7,32	3,24	6,70	2,91
2004	13,46	9,57	12,24	8,40	10,09	6,09	9,18	5,21
2005	20,90	12,70	18,61	11,37	18,35	9,35	16,55	8,36
2006	27,70	20,33	24,90	18,25	26,73	17,55	23,39	15,78
Primeiro Trimestre	25,85	21,15	23,50	19,05	23,63	18,68	21,55	16,94
Segundo Trimestre		20,33	24,08	18,25	26,73	17,55	23,39	15,78
Terceiro Trimestre	27,70							
Quarto Trimestre.....	25,90	21,08	23,13	19,07	23,74	19,17	21,27	17,29
2007:.....	27,25	21,35	24,90	19,40	25,75	19,63	23,32	17,88
Primeiro Trimestre	52,50	22,43	44,20	20,09	58,81	21,13	49,83	18,88
Segundo Trimestre		22,43	25,23	20,09	25,33	21,13	22,72	18,88
Terceiro Trimestre	27,88							
Quarto Trimestre.....		25,15	25,82	22,18	30,86	24,83	27,02	21,93
Novembro de 2007	29,39							
Dezembro de 2007		27,13	30,18	23,09	38,46	26,78	32,88	22,71
2008:.....	35,39							
Primeiro Trimestre	52,50	34,28	44,20	29,35	58,81	37,37	49,83	31,92
Janeiro de 2008.....		39,09	40,83	34,05	58,39	45,13	49,83	39,25
Fevereiro de 2008	47,96							
Março de 2008		43,00	44,20	36,60	58,81	48,13	49,34	41,02
Abril de 2008.....	52,50							
2008:.....								
Primeiro Trimestre		39,00	43,50	33,24	62,51	46,28	51,50	39,06
Janeiro de 2008.....	52,16							
Fevereiro de 2008	52,16	39,00	43,50	33,24	59,41	46,28	49,25	39,06
Março de 2008		47,12	43,08	39,40	62,51	53,01	51,50	44,01
Abril de 2008.....	52,03							
2008	49,10	41,63	40,45	34,70	58,77	47,92	48,60	40,00
2008	52,81	45,66	43,10	37,88	64,41	52,28	52,80	43,38

A Bolsa de Valores de São Paulo

A liquidez da Bolsa de Valores de São Paulo é menor do que a da Bolsa de Valores de Nova York. Em 31 de dezembro

de 2007, a capitalização de mercado total das 404 empresas listadas na Bolsa de Valores de São Paulo era de aproximadamente US\$ 1.399 bilhões e as dez maiores empresas representavam

aproximadamente 54,7% 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 Bolsa de Valores de São Paulo, 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 Bolsa de Valores de São Paulo por um detentor que não seja considerado domiciliado no Brasil (investidor não residente) para fins legais e de impostos brasileiros está sujeita a determinadas limitações previstas na legislação brasileira aplicável aos investimentos estrangeiros. Com poucas exceções, investidores não brasileiros poderão negociar na Bolsa de Valores de São Paulo 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 para elas. As Senior Notes da PifCo estão listadas na Bolsa de Valores de Luxemburgo. As Global Notes da PifCo com vencimento em 2016 e 2018 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

Estatuto Social da Petrobras

Geral

Somos uma empresa aberta devidamente registrada junto à CVM sob o no. 951-2. O Artigo 3 do 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, de xisto ou de outras rochas, de seus derivados, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, bem como outras atividades relacionadas ou similares, tais como atividades relacionadas a energia, inclusive pesquisa, desenvolvimento, produção, transporte, distribuição, venda e comércio de todas as formas de energia, bem como outras atividades relacionadas ou similares. Podemos exercer, fora do Brasil, diretamente ou por intermédio de nossas subsidiárias, qualquer uma das atividades que integram nosso objeto social.

Qualificação de 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 diretores executivos devem ser todos brasileiros natos e residentes no Brasil. Nossos conselheiros e diretores executivos estão impedidos de votar em qualquer operação que envolva empresas das 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 assembléia geral ordinária, nosso conselho de administração é obrigado a recomendar como o lucro líquido referente ao exercício fiscal anterior será alocado. A Lei das Sociedades Anônimas define lucro líquido como o lucro depois dos impostos de renda e contribuição social do referido exercício fiscal, menos quaisquer prejuízos acumulados de exercícios sociais anteriores e de quaisquer valores alocados à participação dos administradores e funcionários em nossos lucros. De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas, os valores disponíveis para distribuição de dividendos ou pagamento de juros sobre o capital próprio 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.

Enquanto formos capazes de 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 assembléia geral ordinária, conforme a seguir:

- primeiro, um percentual do lucro líquido poderá ser alocado à reserva para contingências para prejuízos previstos considerados prováveis em exercícios futuros. Qualquer valor dessa forma alocado 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 o prejuízo previsto ocorrer;
- segundo, se a distribuição obrigatória exceder 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 revistos em cada assembléia geral ordinária.

Distribuição Obrigatória

De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas, o estatuto social de sociedades anônimas brasileiras 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 capital próprio.

A Lei das Sociedades Anônimas, entretanto, permite que sociedades abertas, tais como a nossa, suspendam a distribuição obrigatória caso o conselho de administração e o conselho fiscal informem à assembléia geral ordinária que a distribuição é desaconselhável em vista da condição financeira da empresa. A suspensão fica sujeita à aprovação dos detentores de ações ordinárias. Nessa hipótese, o conselho de administração deve apresentar uma justificativa à CVM para a suspensão. Os lucros não distribuídos em virtude da suspensão acima mencionada serão alocados para uma reserva especial e, se não absorvidos por prejuízos subseqüentes, serão distribuídos assim que a condição financeira da empresa permitir esses pagamentos.

Pagamento de Dividendos e Juros Sobre o Capital Próprio

Somos obrigados pela Lei das Sociedades Anônimas e por nosso estatuto social a realizar uma assembléia 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 toma por base as demonstrações financeiras elaboradas para o exercício social pertinente.

A Lei no. 9.249 de 26 de dezembro de 1995, e emendas posteriores, estabelece a distribuição do valor pago aos acionistas a título de juros sobre o capital próprio como uma forma alternativa de distribuição. Tais juros estão limitados à variação diária *pro rata* da taxa de juros TJLP, taxa de juros de longo prazo do governo brasileiro:

50% do lucro líquido (antes de considerar essa 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
- 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 capital próprio, 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 retidos na fonte aplicáveis brasileiros correspondentes à distribuição de juros sobre o capital próprio, 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 uma outra data para pagamento, que deverá ser anterior ao encerramento do exercício fiscal no qual tiverem sido declarados os dividendos. Os valores dos dividendos devidos aos nossos acionistas estão sujeitos a encargos financeiros equivalentes à taxa SELIC, a contar do encerramento de cada exercício fiscal até a data do efetivo pagamento desses dividendos. Os acionistas têm um prazo de três anos a contar 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 reverterá para nós.

Os detentores de ações preferenciais têm preferência na distribuição igual ou maior do que 5% de sua parcela proporcional do capital integralizado ou de 3% do valor contábil de suas ações com participação igual às ações ordinárias nos aumentos de capital social obtidos da incorporação de reservas e lucros.

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.

Assembléias 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 assembléia geral.

Convocamos nossas assembléias de acionistas pela publicação de um aviso no *Diário Oficial da União*, *Jornal do Comércio*, *Gazeta Mercantil* e *Valor Econômico*. O aviso deve ser publicado, no mínimo, três vezes, com início, no mínimo, 15 dias civis antes da data prevista da assembléia. O aviso deverá conter a ordem do dia da assembléia e, no caso de uma alteração proposta ao estatuto social, uma indicação

da questão. Com relação aos detentores de ADSs, somos obrigados a fornecer um aviso ao depositário de ADS com no mínimo 30 dias civis de antecedência da assembléia de acionistas.

O Conselho de Administração ou, em algumas situações específicas previstas na Lei das Sociedades Anônimas, os acionistas, convocam nossas assembléias gerais de acionistas. Os acionistas podem ser representados em uma assembléia geral de acionistas por procurador, desde que o procurador tenha sido nomeado no prazo de um ano a contar da data da assembléia. 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 assembléia geral delibere qualquer assunto de maneira válida, 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 assembléia 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 esse quorum, o conselho poderá convocar uma segunda assembléia enviando um aviso com, no mínimo, oito dias civis de antecedência da data dessa assembléia programada de acordo com as regras de publicação descritas acima. A exigência de quorum não se aplicará à segunda assembléia, observadas certas exigências para votação de certas questões descritas abaixo.

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 assembléias gerais de acionistas. O governo brasileiro é obrigado por lei a possuir no mínimo a maioria de nossas ações com direito a voto. De acordo com

nosso estatuto social, nossas ações preferenciais, de modo geral, não conferem direitos a voto.

Os detentores de ações ordinárias, que votem nas assembléias gerais, possuem poderes exclusivos para:

- alterar nosso estatuto social;
- aprovar qualquer aumento de capital além do valor do capital autorizado;
- aprovar qualquer redução de capital;
- aprovar a avaliação de quaisquer ativos utilizados por um acionista para subscrever nossas ações;
- eleger ou destituir membros do nosso conselho de administração e conselho fiscal, sujeito ao direito dos nossos acionistas titulares de ações preferenciais de eleger ou destituir um membro do nosso conselho de administração e um membro do 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 nossa empresa;
- estabelecer a remuneração da Diretoria Executiva;
- 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 coligadas; 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, para cumprir as referidas regras de governança corporativa e os contratos que vierem a ser celebrados pela nossa empresa e por essas entidades.

Salvo conforme previsto por lei de outra forma, as deliberações das assembléias gerais são aprovadas por maioria de votos dos detentores de nossas ações ordinárias. As abstenções não são consideradas.

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 empresa:

- redução da distribuição do dividendo obrigatório;
- incorporação por outra empresa ou fusão com outra empresa, sujeito às condições estabelecidas na Lei das Sociedades Anônimas;
- participação em grupo de sociedades, sujeito às condições estabelecidas na Lei das Sociedades Anônimas;
- 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;
- 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 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 no estatuto social da empresa ou conforme autorizado por ele;

- 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 um 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.

As ações preferenciais da nossa empresa adquirirão direitos 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 das Sociedades Anônimas, os acionistas representativos de pelo menos 10% do capital social com direito a voto da empresa 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.

Os acionistas preferenciais que, isoladamente ou em grupo, detenham 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 um processo de votação cumulativo, o governo brasileiro terá sempre o direito de nomear a maioria dos nossos conselheiros.

Direitos Preferenciais

De acordo com a Lei 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 para 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, no mínimo, 30 dias a contar 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 uma 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, exceto nas circunstâncias descritas acima, teriam o direito de preferência na subscrição de qualquer classe de nossas ações recentemente emitidas. No entanto, V.Sas. podem não ser capazes de exercer o direito de preferência relacionado às ações preferenciais subjacentes às suas ADSs, salvo se uma declaração de registro de acordo com a Lei de Mercado de Capitais de 1933 estiver em vigor a respeito desses direitos ou uma isenção das exigências de registro da Lei de Mercado de Capitais de 1933 estiver disponível. Vide o Item 3 "Principais Informações —Fatores de Risco — Riscos Relacionados aos Nossos Títulos Dívida ou Títulos Patrimoniais".

Direitos de Retirada e Resgate

A legislação brasileira prevê que, em certas circunstâncias limitadas, um acionista tem o direito de retirar sua participação acionária da empresa e receber um pagamento pela parte da participação acionária do acionista atribuída à 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 o estabelecido no estatuto social ou conforme autorizado por ele; 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 a Petrobras decida:

- a incorporação por outra empresa ou fusão com outra empresa, sujeita às condições estabelecidas na Lei das Sociedades Anônimas; ou
- a participação em um grupo centralizado de empresas conforme definido na Lei das Sociedades Anônimas e sujeito às condições estabelecidas pela referida lei.

O direito de retirada também pode ser exercido por nossos acionistas dissidentes, caso a Petrobras decida:

- reduzir a distribuição de dividendo obrigatório;
- alterar nosso objeto social;
- fazer uma cisão de uma parte de nossa empresa, sujeito às condições estabelecidas na Lei das Sociedades Anônimas;
- transferir todas as nossas ações para outra sociedade ou receber ações de uma outra sociedade para tornar a sociedade cujas ações sejam transferidas, em uma subsidiária integral de nossa empresa, conhecida como incorporação de ações ou
- adquirir o controle de uma 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 incorporação de ações, conforme descrição acima, fusão ou cisão que envolver uma empresa aberta, deixar de obter registro de empresa aberta em 120 dias a contar da assembléia de

acionistas que tenha aprovado a respectiva operação.

Qualquer resgate de ações decorrente do exercício do direito de retirada será feito com base no valor contábil por ação, determinado com base no último balanço patrimonial aprovado pelos nossos acionistas. No entanto, se a assembléia 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 em uma data que caia dentro de 60 dias a contar da assembléia geral em questão. O direito de retirada prescreve em 30 dias a contar da publicação da ata da assembléia de acionistas que tiver aprovado os assuntos descritos acima. Podemos reconsiderar qualquer deliberação que acarrete um direito de retirada aos nossos acionistas dentro de 10 dias subseqüentes à expiração desses direitos, caso o reembolso das ações aos acionistas dissidentes ponha em risco nossa estabilidade financeira.

Outros Direitos de Acionistas

De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas, nem o estatuto social de uma empresa nem os atos praticados em uma assembléia geral de acionistas poderão privar um acionista de alguns direitos específicos como, por exemplo, de:

- participar da distribuição de lucros;
- participar de forma igual e proporcional de quaisquer ativos residuais restantes em caso de liquidação da empresa;
- supervisionar a administração das atividades corporativas, conforme especificado na Lei das Sociedades Anônimas;
- preferência na subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações e bônus de subscrição (exceto com relação à oferta

pública desses títulos, conforme possa ser estabelecido no estatuto social); e

- retirar-se da sociedade nos casos especificados na Lei das Sociedades Anônimas.

Liquidação

Na hipótese de liquidação, os detentores de ações preferenciais têm direito de receber, antes de qualquer distribuição aos detentores de ações ordinárias, um valor igual ao capital integralizado a respeito das ações preferenciais.

Direitos de Conversão

De acordo com nosso estatuto social nossas ações ordinárias não podem ser convertidas em ações preferenciais nem as ações preferenciais podem ser convertidas em ações ordinárias.

Responsabilidade dos Nossos Acionistas por Chamadas de Capital Adicionais

A legislação brasileira e nosso estatuto social também não prevêm chamadas de capital. A responsabilidade dos 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. A fim de 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 individual, por deter suas ações por intermédio da *Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia* ou CBLC. As ações serão incluídas no 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.

Solução de Litígios

Nosso estatuto social prevê a solução de litígios obrigatória por meio de arbitragem em conformidade com as normas da Câmara de Arbitragem do Mercado a respeito de qualquer litígio relacionado à nossa empresa, aos nossos acionistas, diretores, conselheiros e membros do conselho fiscal e que envolvam as disposições da Lei das Sociedades Anônimas, do nosso estatuto social, as normas do Conselho Monetário Nacional, 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.

Contudo, 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 a Negociações com Partes Ligadas

Nosso acionista controlador, o governo brasileiro, e os membros do nosso conselho de administração, diretoria executiva e conselho fiscal são obrigados a, em conformidade com o nosso estatuto social:

- não 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 sejam publicados; e

- comunicar à Petrobras e à bolsa de valores seus planos de negociação periódicos em relação aos nossos títulos, se houver, inclusive qualquer alteração ou inadimplemento dos referidos planos. Caso a comunicação seja um plano de investimento ou de alienação, 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.

Contudo, a capacidade de converter em moeda estrangeira os pagamentos de dividendo e o produto da venda de ações ordinárias ou preferenciais ou direitos de preferência e de remeter esses valores para o fora do Brasil 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 Bolsa de Valores de São Paulo independentemente da obtenção de certificado de registro separado para cada transação.

Além disso, o Anexo III do Regulamento no 1.289 do Conselho Monetário Nacional, e alterações posteriores, conhecidos como Regulamentos do Anexo III, permite que as sociedades brasileiras emitam depositary receipts em mercados estrangeiros. Atualmente possuímos um programa de

ADR para nossas ações ordinárias e preferenciais devidamente registradas junto à CVM e ao Banco Central do Brasil. O produto da venda das ADSs pelos detentores fora do Brasil está isento de controles de investimento estrangeiro brasileiros.

Transferência de Controle

De acordo com a legislação brasileira e o nosso estatuto social, o governo brasileiro é obrigado a deter no mínimo a maioria das ações com direito a voto. Portanto, qualquer alteração em nosso controle exigiria a alteração da legislação aplicável.

• 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, deverão divulgar sua participação acionária ou alienação do investimento à CVM e à Bolsa de Valores de São Paulo. 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 similar.

• Contrato Social e Estatuto Social da PifCo

Registro

A PifCo é uma sociedade de responsabilidade limitada, isenta, constituída nas Ilhas Cayman de acordo com a Lei de Sociedades, e suas emendas posteriores, e com número de registro de empresas 76600. A PifCo registrou-se e apresentou seu Contrato e Estatuto Social junto ao Agente de Registro de Sociedades em 24 de setembro de 1997. A empresa adotou o contrato e estatuto social alterado e consolidado por uma

deliberação extraordinária do único sócio em 7 de maio de 2007, e adotou um contrato e estatuto social posterior alterado e consolidado por uma deliberação extraordinária do único sócio em 23 de fevereiro de 2008. A PifCo foi inicialmente constituída com o nome de Brasoil Finance Company, nome esse alterado por deliberação extraordinária de seus acionistas para Petrobras International Finance Company em 25 de setembro de 1997. A última alteração ao Contrato Social e Estatuto Social da PifCo ocorreu em 23 de fevereiro de 2008 para alterar os objetos declarados da PifCo.

Objetos e Fins

O Contrato e Estatuto Social da PifCo concede à PifCo pelos poderes e autoridade para:

- (i) conduzir negócios de comercialização, venda, financiamento, compra, armazenamento e transporte de petróleo, gás natural e todos os hidrocarbonetos e respectivos subprodutos, 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 respectivo;
- (ii) conduzir e dar continuidade em qualquer e toda parte do mundo, por meio da criação ou inscrição para ou, de outra forma, adquirir títulos em empresas, associações, parcerias ou consórcios para exercer todos os direitos de voto e outros direitos relacionados a tais títulos (incluindo, sem limitar, o efeito de liquidação ou dissolução de tais entidades) e dispor de tais títulos, qualquer um dos objetos descritos anteriormente e quaisquer objetos de comunicação com investidores (incluindo discussões com analistas, empresas de investimentos em

ações e agências de qualificação) e fornecer informações pertinentes sobre a PifCo, analisando o mercado de capital e identificando possíveis investidores, promovendo a imagem da PifCo no mercado, coordenando com o SEC e auxiliando no preparo de documentos de divulgação, participando de outras atividades relacionadas às relações com investidores terceirizados e participando de quaisquer outras atividades incidentais relacionadas;

- (iii) adquirir, manter e dispor de títulos para hedge, investimento ou finalidades especulativas e para exercer todo o direito de voto e outros direitos decorrentes relacionados a tais títulos; e
- (iv) tomar empréstimo ou levantar fundos para qualquer uma das finalidades mencionadas anteriormente da PifCo e, de tempos em tempos, fazer, aceitar, endossar, executar e emitir notas promissórias, minutas, letras de câmbio, garantias, obrigações, debêntures e garantir o pagamento de juros, pela criação de juros sob títulos que pertencem à PifCo, quer pertençam no momento ou tenham sido adquiridos posteriormente, e para vender, penhorar ou, de outra forma, dispor de tais títulos ou outras obrigações da PifCo para suas finalidades corporativas.

Com relação à legislação das Ilhas Cayman, a PifCo não pode conduzir negócios nas Ilhas Cayman, a não ser para 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. Contudo, tais conselheiros devem declarar a natureza de seu interesse em reunião de conselheiros. Se os conselheiros interessados declararem seu interesse, seus votos serão

contados e eles serão contados no quorum da referida reunião.

Os conselheiros 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 diários da companhia.

Os conselheiros não são obrigados a possuir ações.

Direitos e Obrigações dos Acionistas

Dividendos

Os acionistas podem declarar dividendos em uma assembléia 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 reservas 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.

Direitos a Voto

A votação pode ser realizada em assembléia geral pelo método de levante de mãos ou por apuração de votos. No voto pelo método de levante de mãos, cada acionista ou acionista representado por procuração tem um voto. No voto pelo método de apuração de votos, cada acionista ou acionista representado por procuração tem um voto por cada ação que possui.

Os conselheiros são eleitos por deliberação ordinária dos acionistas em assembléias gerais ou por uma deliberação dos conselheiros. Os acionistas não terão direito a voto em uma assembléia geral a menos que as chamadas de capital ou outros valores pagáveis sobre suas ações tiverem sido pagos. Em lugar de votar

sobre algum assunto em uma assembléia 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 forem passíveis de resgate pela própria PifCo ou por seus acionistas, nos termos e da forma que os conselheiros vierem a 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 concordar com o acionista pertinente.

Direitos dos Acionistas em Caso de Liquidação

Se a PifCo for liquidada, o liquidante pode (de acordo com uma deliberação em assembléia 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 fiduciários todos ou parte dos ativos da PifCo.

Os acionistas não serão obrigados a aceitar títulos sobre os quais exista um passivo.

Chamadas para Integralização de Ações

Os conselheiros podem fazer chamadas de capital aos acionistas com relação a valores a pagar sobre suas ações. Cada acionista deverá pagar à empresa os valores da chamada das referidas ações.

Alteração dos Direitos dos Acionistas

Os acionistas podem alterar os direitos de sua classe de ações mediante:

- a obtenção de consentimento por escrito de três quartos dos acionistas dessa mesma classe; ou
- a aprovação de uma deliberação extraordinária em uma assembléia de acionistas dessa mesma classe.

Não existem limitações gerais com relação aos direitos de posse de ações especificadas pelo estatuto social.

Assembléias Gerais

Uma assembléia pode ser convocada:

- pelos conselheiros em qualquer tempo; ou
- por dois acionistas quaisquer que detiverem no mínimo 10% do capital acionário com direito a voto integralizado da PifCo, mediante solicitação por escrito.

O aviso de assembléia geral é enviado a todos os acionistas.

Todos os negócios discutidos fora de uma assembléia geral são considerados negócios especiais, salvo:

- a aprovação de um dividendo;
- consideração de contas, balanços patrimoniais e relatório ordinário dos 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 assembléia, a não ser que um aviso sobre o negócio especial tenha sido incluído no aviso da assembléia. Exige-se a presença de um quorum de acionistas em qualquer assembléia 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 um quorum.

De acordo com a legislação das Ilhas Cayman, não existem exigências para convocar uma assembléia ordinária ou qualquer assembléia geral de acionistas. Os conselheiros têm permissão para

designar qualquer assembléia geral de acionistas como assembléia 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;
- subdividir as ações existentes em ações de menor valor, sujeita às disposições da Seção 13 da Lei de Sociedades; e
- cancelar quaisquer ações que na data da deliberação não sejam devidas, ou concordadas em ser devidas, 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 diretores da PifCo são indenizados com os ativos e recursos da companhia contra todas ações, processos, custos, encargos, despesas, perdas, danos ou responsabilidades que incorrerem ou

sofrerem a respeito da condução dos negócios ou assuntos da PifCo na execução de seus respectivos deveres, poderes, autoridades ou critérios. De acordo com o Contrato Social da PifCo, os conselheiros e diretores são isentos de toda responsabilidade para com a PifCo, salvo no caso de prejuízos que decorram como resultado da desonestidade própria de referida parte.

Contas

As contas relativas a assuntos da PifCo são mantidas na forma em que os conselheiros vierem a determinar de tempos em tempos e podem ser auditadas na forma em eles vierem a determinar de tempos em tempos. Contudo, não há nenhuma exigência relativa à legislação das Ilhas Cayman em fazer a auditoria das contas da PifCo.

Alteração do Contrato Social

A PifCo poderá, por deliberação extraordinária dos acionistas, alterar seu contrato e estatuto social.

Transferência para fora da Jurisdição

A PifCo poderá, por deliberação extraordinária dos acionistas, transferir da jurisdição das Ilhas Cayman para qualquer outra jurisdição que permita tal transferência.

Contratos Relevantes

Petrobras

Para obter informações relacionadas a contratos relevantes, consultar o Item 4, "Informações sobre a Empresa" e o Item 5 "Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras."

PifCo

Para obter informações relacionadas a contratos relevantes da PifCo, consultar o Item 4, "Informações sobre a Empresa" 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 de o contrato ou o 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 Cambiais 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 pagamentos de dividendos e o produto da venda de ações em moeda estrangeira e de remeter esses valores para fora do Brasil poderá estar sujeito a restrições nos termos da legislação sobre investimento estrangeiro que, em geral, exige, entre outras coisas, que os investimentos pertinentes sejam registrados 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 CBLC, na qualidade de custodiante das ações ordinárias e preferenciais representadas pelas American Depositary Shares, ou os detentores registrados que tenham trocado as American Depositary Shares 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.

De acordo com a Resolução no. 2.689, o investidor estrangeiro deverá:

- 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 na ocorrência de morte de um investidor, por força de lei ou de testamento.

Os detentores de American Depositary Shares 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 prevêem a emissão de depositary receipts 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 a respeito das 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. Subseqüentemente, 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. Vide o Item 3 "Principais Informações – 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 do governo 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 Européia, nem
- limitações no direito de titulares não residentes ou estrangeiros impostos pela legislação da Ilhas Cayman ou pelo Contrato Social da PifCo de deter ações da PifCo ou votar.

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 além da 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 de todas as 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 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 conseqüências tributárias da aquisição, titularidade e alienação de ações ordinárias ou preferenciais ou de ADSs.**

Não existe um tratado de imposto de renda 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.

Considerações sobre Impostos Brasileiros

Geral

A discussão a seguir resume as conseqüências tributárias brasileiras relevantes da aquisição, titularidade ou alienação de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs, conforme for o caso, por um titular que não seja domiciliado no Brasil, denominado também titular não brasileiro, para fins de tributação brasileira e, no caso de um titular de ações preferenciais ou ordinárias que tenha registrado seu investimento em ações preferenciais ou ordinárias no Banco Central do Brasil como investimento em dólares dos Estados Unidos.

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. Os investimentos em conformidade com a Resolução no. 2.689 proporcionam um tratamento fiscal favorável para investidores estrangeiros que não residam em uma jurisdição em paraíso fiscal. As normas da Resolução no. 2.689 permitem que os 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 norma, 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 n°. 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 fica restrita às operações executadas 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.

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 22,5%, no caso de juros acumulados por um período de até 180

dias. Porém, os detentores de ADSs e os detentores de ações preferenciais ou ordinárias que não residem nem são domiciliados em jurisdições de paraíso fiscal, investindo de acordo com a Resolução no. 2689 estão sujeitos à retenção de imposto retido na fonte a uma taxa reduzida, atualmente de 15%. Consulte “—Beneficiários Residentes ou Domiciliados em Jurisdições de Paraísos Fiscais ou de Baixa Tributação”.

Tributação sobre Juros sobre o capital próprio

Qualquer pagamento de juros sobre patrimônio líquido a detentores de ADSs ou de ações preferenciais ou ordinárias, sejam eles residentes brasileiros ou não, está sujeito ao imposto de renda retido na fonte no Brasil a uma alíquota de 15% na ocasião em que registrarmos esse passivo, seja o pagamento efetivo realizado nessa ocasião ou não. Consulte “—Estatuto Social da Petrobras—Pagamento de Dividendos e participações no Patrimônio Líquido”. No caso de residentes que não sejam brasileiros e que residam em uma jurisdição de paraíso fiscal, a alíquota de imposto de renda retido na fonte aplicável é de 25%. Consulte “—Beneficiários Residentes ou Domiciliados em Jurisdições de Paraísos Fiscais ou de Baixa Tributação”. O pagamento de juros pela taxa SELIC que é aplicada a pagamentos de dividendos se aplica igualmente a pagamentos de juros sobre o capital próprio. A determinação de se faremos ou não distribuições na forma de juros sobre o capital próprio 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, há dois tipos de detentores não brasileiros de ADSs ou de ações preferenciais ou ordinárias: (i) detentores brasileiros não residentes nem domiciliados em uma jurisdição de paraíso fiscal, e que, no caso de detentores de ações preferenciais ou

ordinárias, estejam registrados perante o Banco Central do Brasil e a CVM para investir no Brasil de acordo com a Resolução no. 2.689 e (ii) outros detentores não brasileiros; que incluem todas e quaisquer pessoas não residentes no Brasil e que invistam em títulos patrimoniais de empresas brasileiras através de quaisquer outros meios (inclusive de acordo com a Lei no. 4.131 de 1962) e todos os tipos de investidores que estejam situados em jurisdições de paraíso fiscal. Os investidores identificados na cláusula (i) acima estão sujeitos a tratamento tributário favorável no Brasil, de acordo com a descrição abaixo. Consulte “—Beneficiários Residentes ou Domiciliados em Jurisdições de Paraísos Fiscais ou de Baixa Tributação”.

De acordo com a Lei no. 10.833, datada de 29 de dezembro de 2003, os ganhos de capital realizados na alienação de ativos tangíveis localizados no Brasil, por residentes não brasileiros, para outros não residentes ou não, realizada fora ou dentro do Brasil, estão sujeitos a impostos no Brasil a uma alíquota de 15% (uma alíquota de 25% é aplicável se realizados pelos investidores residentes em uma jurisdição em paraíso fiscal, isto é, um país que não imponha nenhum imposto de renda ou que imponha imposto a uma alíquota máxima inferior a 20%). Entendemos que as ADSs não se enquadram dentro da definição de ativos tangíveis localizados no Brasil para os fins desta lei, mas até agora não houve nenhum pronunciamento das autoridades fiscais nem regulamentos judiciais a esse respeito. Portanto, não podemos prever se esse entendimento prevalecerá nos tribunais do Brasil.

O depósito de ações preferenciais ou ordinárias em troca de ADSs pode estar sujeito a ganhos de capital no Brasil a uma taxa de 15%, se o valor previamente registrado junto ao Banco Central do Brasil como investimento estrangeiro em ações preferenciais ou ordinárias for inferior:

(1) ao preço médio por ação preferencial ou ordinária em uma bolsa de valores brasileira na qual o maior número

de ações desse tipo for vendido no dia do depósito; ou

(2) 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 esse depósito. Nesse caso, a diferença entre o valor previamente registrado e o preço médio das ações preferenciais ou ordinárias calculado como o mencionado acima, será considerado ganho de capital. Os investidores registrados de acordo com a Resolução no. 2.689 e que não estejam localizados em uma jurisdição de paraíso fiscal estão isentos desse tipo de tributação. A retirada de ADSs em troca de ações preferenciais ou ordinárias não está sujeita à tributação brasileira. Ao receber as ações preferenciais ou ordinárias subjacentes, o detentor não brasileiro registrado de acordo com a Resolução no. 2.689 terá direito de registrar o valor em dólar norte-americano dessas ações junto ao Banco Central do Brasil conforme descrito abaixo em "Capital Registrado."

Os detentores não brasileiros não estão sujeitos a tributação no Brasil sobre ganhos realizados em vendas de ações preferenciais ou ordinárias para detentores não brasileiros que ocorram no exterior.

Os detentores não brasileiros que não estiverem localizados em uma jurisdição de paraíso fiscal estão sujeitos ao imposto de renda tributado a uma alíquota de 15% sobre ganhos realizados em vendas ou trocas de ações preferenciais ou ordinárias que ocorram no Brasil ou com um residente do Brasil, exceto em relação às operações nas bolsas de valores, de futuros ou de commodities brasileiras. Com relação ao produto de um resgate ou distribuição de liquidação a respeito de ações preferenciais ou ordinárias, a diferença entre o valor efetivamente recebido pelo acionista e o valor da moeda estrangeira registrado junto ao Banco Central do Brasil, contabilizado em reais pela taxa de câmbio comercial na

data de resgate ou distribuição de liquidação, estará também sujeita a imposto de renda a uma alíquota de 15%, considerando que essas operações são tratadas como venda ou troca não realizada em bolsas de valores, de futuro e de commodities brasileiras.

Os ganhos realizados decorrentes de operações nas bolsas de valores, de futuro ou de commodities brasileiras por um investidor registrado de acordo com a Resolução no. 2.689 que não esteja localizado em uma jurisdição de paraíso fiscal, estão isentas de imposto de renda brasileira. De outra forma, os ganhos realizados em operações relacionadas a bolsas de valores, de futuro ou de commodities estão sujeitos ao imposto de renda a uma alíquota de 20%.

Portanto, os detentores não brasileiros estão sujeitos ao imposto de renda tributado a uma alíquota de 20% sobre ganhos realizados em vendas ou trocas de ações preferenciais ou ordinárias que ocorram na bolsa de valores, salvo se essa venda for efetuada por um detentor não brasileiro que não resida em uma jurisdição em paraíso fiscal e:

(1) essa venda for feita em cinco dias úteis a partir da retirada dessas ações preferenciais ou ordinárias em troca de ADSs e o produto da venda for remetido para o exterior dentro desse período de cinco dias; ou

(2) essa venda for feita de acordo com a Resolução no. 2.689 por detentores não brasileiros registrados que obtenham registro junto à CVM.

Nesses dois casos, a operação não estará sujeita a tributação no Brasil. O "ganho realizado", para fins tributários, é a diferença entre o valor em reais realizado na venda ou troca e o custo de aquisição mensurado em reais, sem nenhum ajuste levando em conta a inflação das ações vendidas. O "ganho realizado" como resultado de uma operação que ocorra fora de uma bolsa de valores será a diferença positiva entre o valor realizado na venda ou troca e o custo de aquisição das

ações preferenciais ou ordinárias, devendo ambos os valores serem considerados em reais. Entretanto, existem fundamentos razoáveis para sustentar que o "ganho realizado" deva ser calculado com base no valor em moeda estrangeira registrado junto ao Banco Central do Brasil, devendo esse valor em moeda estrangeira ser convertido em reais pela taxa de câmbio comercial na data dessa venda ou troca.

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 estarão sujeitos a imposto de renda brasileiro de acordo com as mesmas normas aplicáveis à venda ou alienação de ações preferenciais ou ordinárias, salvo se essa venda ou cessão for realizada em bolsa de valores por um investidor que, de acordo com a Resolução no. 2.689, não resida em uma jurisdição de paraíso fiscal, em cujo caso os ganhos estão isentos de imposto de renda.

Não existe nenhuma garantia de que o tratamento preferencial atual para detentores de ADSs e para alguns detentores não brasileiros de ações preferenciais ou ordinárias de acordo com a Resolução no. 2.689 continuará no futuro.

Tributação de Operações de Câmbio (IOF/Câmbio)

De acordo com a Lei no. 8.894 de 21 de junho de 1994 e com o Decreto no. 6.306 de 14 de dezembro de 2007, a conversão em moeda brasileira do produto recebido por uma entidade brasileira em relação a um investimento estrangeiro no mercado brasileiro de títulos (inclusive aqueles correspondentes a um investimento em ações preferenciais ou ordinárias ou em ADSs e aqueles em conformidade com a Resolução no. 2.689) e a conversão em moeda estrangeira do produto recebido por um detentor não brasileiro está sujeita à tributação sobre operações de câmbio conhecidas como IOF/Câmbio, que

atualmente é aplicada a uma taxa de zero por cento na maioria das operações. Contudo, de acordo com a Lei no. 8.894, a taxa de IOF/Câmbio pode ser aumentada em qualquer momento para um máximo de 25% por decisão do Ministro da Fazenda, mas somente em relação às operações de câmbio realizadas após o aumento da taxa aplicável.

Tributação sobre Operações de Títulos e Valores Mobiliários (IOF/Títulos)

A Lei no. 8.894 criou o Imposto sobre Operações de Títulos e Valores Mobiliários, ou IOF/Títulos, que pode ser imposto sobre quaisquer operações que envolvam títulos e valores mobiliários realizadas no Brasil, mesmo que essas operações sejam executadas em bolsa de valores, de futuros ou de commodities brasileiras. Como regra geral, a alíquota desse imposto atualmente é zero, mas o governo brasileiro pode aumentá-la para 1,5% por dia, porém, somente em relação às operações realizadas após o aumento da alíquota aplicável.

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, salvo os impostos sobre doação e herança cobrados por alguns estados do Brasil sobre doações ou heranças concedidas por pessoas físicas ou jurídicas não residentes ou domiciliadas no Brasil para pessoas físicas ou jurídicas 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.

Beneficiários Residentes ou Domiciliados em Jurisdições de Paraísos Fiscais ou de Baixa Tributação

A Lei nº. 9.779 de 1º de janeiro de 1999 estabelece que, salvo em circunstâncias prescritas limitadas, a renda derivada de operações realizadas por um beneficiário, residente ou domiciliado em

um país considerado como paraíso fiscal está sujeita à retenção de imposto de renda na fonte a uma alíquota de 25%. Considera-se como paraísos fiscais os países que não impõem nenhuma imposto de renda ou que impõem esse imposto a uma alíquota máxima inferior a 20%. Conseqüentemente, se a distribuição de juros atribuídos ao patrimônio líquido for feita a um beneficiário residente ou domiciliado em uma jurisdição de paraíso fiscal, será aplicada uma alíquota de imposto de renda de 25% em vez de 15%. Os ganhos de capital não estão sujeitos a esse imposto de 25%, mesmo se o beneficiário residir em uma jurisdição de paraíso fiscal. Vide "—Tributação de Ganhos".

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 equivalente em dólar norte-americano:

- ao 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

- 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 vivenciar 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. Vide o Item 3 "Principais Informações —Fatores de Risco — Riscos Relacionados aos Nossos Títulos Dívida ou Títulos Patrimoniais".

Considerações sobre Imposto de Renda Federal dos EUA

As declarações a respeito da lei tributária dos EUA apresentadas abaixo têm por base a lei norte-americana vigente na data deste relatório anual, podendo as alterações a esta lei subseqüentes à data deste relatório anual afetar as conseqüências tributárias descritas neste documento. Este resumo descreve as principais conseqüências tributárias relacionadas à titularidade e alienação de ações preferenciais ou ordinárias ou de ADSs, mas não pretende que seja uma descrição abrangente de todas as conseqüências tributárias que vierem a ser relevantes para uma tomada de decisão de manter ou alienar ações ordinárias ou

preferenciais ou de 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 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), 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 QUE NÃO 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, para os fins do Código de Receita Interna dos EUA de 1986 (ou "Código"), um detentor de ADS será tratado como o detentor das ações ordinárias ou preferenciais representadas por esses ADSs, não sendo nenhum ganho ou prejuízo reconhecido se uma ADS for trocada 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 da América;
- seja uma sociedade constituída de acordo com as leis dos Estados Unidos da América ou de algum estado desse país; ou
- esteja de alguma outra forma sujeito a tributação de renda federal norte-americana em uma base líquida com relação a ações ou ADSs.

Tributação de 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 dinheiro 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 à 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 uma pessoa física antes de 1º de janeiro de 2011 a respeito das 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 Empresa 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 Empresa e os dados relevantes de mercado e de acionistas, a Empresa acredita que não foi tratada como uma PFIC para fins de imposto de renda federal norte-americano de seu exercício tributável de 2006 ou 2007. Além disso, com base nas demonstrações financeiras auditadas da Empresa 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 Empresa não espera tornar-se uma PFIC para seu exercício tributável de 2008. 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

Sociedade será capaz de cumprir esses procedimentos.

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 tratados como “renda passiva” para fins de crédito de imposto estrangeiro. Sujeito 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, se esse detentor norte-americano decidir creditar todos os impostos de renda estrangeiros desse exercício. De forma alternativa, essa retenção de imposto de renda na fonte brasileira pode ser considerada como uma dedução contra a renda tributável. Os créditos de imposto estrangeiro não podem ser permitidos para retenção de impostos cobrados 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 as implicações dessas normas 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

Com a venda ou outro tipo de alienação de uma ação ou ADS, um detentor norte-americano reconhecerá, em geral, ganho ou prejuízo para fins de imposto de renda federal norte-americano. O valor do ganho ou do prejuízo será igual à diferença entre o valor realizado na contraprestação pela alienação da ação ou da ADS e a base de imposto do detentor norte-americano na ação ou na ADS. Esse ganho ou prejuízo geralmente estará sujeito a imposto de renda federal norte-americano e será tratado como ganho ou perda de capital. O valor líquido do ganho de capital a longo prazo reconhecido por um detentor pessoa física antes de 1º de janeiro de 2011, em geral, está sujeito a tributação a uma alíquota máxima de 15%. As perdas de capital podem ser deduzidas da renda tributável, sujeitas a certas limitações.

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, salvo se:

- esse ganho estiver efetivamente ligado 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

Os dividendos pagos, e o produto da venda ou outra alienação de ADSs ou

ações ordinárias ou preferenciais a um detentor norte-americano geralmente podem estar sujeitos a exigências de divulgação de informações do Código e podem também estar sujeitos a retenção para reserva, a não ser que o detentor norte-americano forneça um número de identificação de contribuinte preciso ou estabeleça uma isenção de outra forma. 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 a um detentor norte-americano, desde que certas informações exigidas sejam fornecidas ao Serviço da Receita Interna.

Um detentor não 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 PifCo

No resumo a seguir consta uma descrição de considerações relevantes sobre imposto de renda federal das Ilhas Cayman, brasileiro e norte-americano que podem ser relevantes para a compra, titularidade e alienação de títulos de dívida da PFiCo. Este resumo não descreve nenhuma consequência tributária originada de acordo com as leis de qualquer estado, município ou jurisdição tributária além da das Ilhas Cayman, Brasil e 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, que está sujeita a mudança (possivelmente com efeito retroativo). Esta descrição não é uma descrição abrangente de todas as 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 que geralmente presume-se que os investidores conheçam. **Os possíveis compradores de títulos devem consultar seus próprios conselheiros 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 detentores de títulos norte-americanos.

Tributação das 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 com 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 C.I.\$ 250 (dólares das Ilhas Cayman) sobre cada título, a menos que o imposto de selo de C.I.\$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 no Brasil

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 um investimento nos títulos.

OS POSSÍVEIS INVESTIDORES DEVEM CONSULTAR SEUS PRÓPRIOS CONSELHEIROS FISCAIS QUANTO ÀS CONSEQUÊNCIAS DE COMPRAR OS TÍTULOS, INCLUSIVE, SEM LIMITAÇÃO, QUANTO ÀS CONSEQUÊNCIAS DE RECEBER JUROS E DE VENDER, RESGATAR OU PAGAR OS TÍTULOS OU CUPONS.

Geralmente, uma pessoa física, jurídica, sociedade fiduciária ou organização domiciliadas, para fins de imposto, fora do Brasil (um "não residente") é tributada no Brasil somente quando a renda é derivada de fontes brasileiras. Portanto eventuais ganhos ou receitas pagos pela PifCo com relação aos títulos emitidos por ela em favor de detentores de

títulos não residentes não estão sujeitos a impostos brasileiros.

Os juros (incluindo o desconto de emissor original, ou OID, taxas, comissões, despesas e qualquer outro rendimento a ser pago por um residente brasileiro a um não residente) geralmente estão sujeitos a retenção de imposto de renda na fonte. Atualmente, a alíquota de retenção de imposto de renda é 15% ou alguma outra alíquota mais baixa conforme prevista por um tratado tributário aplicável entre o Brasil e outro país. Se o destinatário do pagamento for domiciliado em uma jurisdição em paraíso fiscal, conforme definição dos regulamentos tributários brasileiros, a alíquota será de 25%.

Se os pagamentos correspondentes aos títulos forem efetuados por uma fonte brasileira, os detentores de títulos 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 (incluindo o OID) e valores adicionais a serem pagos com relação aos títulos (mais quaisquer juros e multas correspondentes), um detentor de títulos poderá manter um valor igual ao que teria mantido caso esses impostos brasileiros (além de juros e multas correspondentes) não tivessem sido pagos. O devedor brasileiro, sujeito a certas exceções, pagará valores adicionais a respeito dessa retenção ou dedução para que o detentor receba o valor líquido devido.

De acordo com a Lei no. 10.833, datada de 29 de dezembro de 2003, os ganhos de capital realizados na alienação de ativos tangíveis localizados no Brasil, por residentes não brasileiros, para outros não residentes ou não, realizada fora ou dentro do Brasil, estão sujeitos a impostos no Brasil a uma alíquota de 15% (uma alíquota de 25% é aplicável se realizados pelos investidores residentes em uma jurisdição em paraíso fiscal, isto é, um país que não imponha nenhum imposto de renda ou que imponha imposto a uma alíquota máxima inferior a 20%). Entendemos que os títulos que não se enquadram na definição de ativos

tangíveis localizados no Brasil para os fins dessa lei, porém, ainda não há um pronunciamento das autoridades fiscais nem determinações judiciais a esse respeito. Portanto, não podemos prever se esse entendimento prevalecerá nos tribunais do Brasil.

Geralmente, não há imposto de herança, doação, transmissão causa mortis, selo nem outros impostos semelhantes no Brasil em relação à titularidade, transferência, cessão ou à 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 de 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 sujeita 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 Interna dos EUA, ou IRS, e determinações judiciais, todos vigentes na data deste documento, estando todas as respectivas autoridades sujeitas à mudança ou interpretações divergentes e essas mudanças ou interpretações divergentes podendo ser aplicadas retroativamente. Este resumo não pretende abordar todos os aspectos da tributação de renda federal dos Estados Unidos que possam ser pertinentes para determinados investidores tais como, por exemplo, instituições financeiras, seguradoras, distribuidoras ou corretoras de

títulos ou moedas, sociedades de investimento regulamentadas, organizações isentas de imposto, 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, de acordo com a definição da Seção 985 do código, não seja o dólar norte-americano. Os detentores norte-americanos devem estar cientes de que as conseqüências do imposto de renda federal dos EUA de deter os títulos podem ser substancialmente diferentes para os investidores descritos na sentença 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 comprem títulos pelo preço original de emissão e que mantenham os títulos como "bens de capital" (geralmente, propriedade mantida para investimento) dentro do significado do Artigo 1221 do Código.

CADA DETENTOR DEVE CONSULTAR SEU PRÓPRIO CONSULTOR FISCAL A RESPEITO DAS CONSEQÜÊNCIAS TRIBUTÁRIAS GERAIS QUANTO A ISSO, INCLUSIVE AS CONSEQÜÊNCIAS DE ACORDO COM LEIS QUE NÃO AS LEIS DE IMPOSTO DE RENDA FEDERAL DE UM INVESTIMENTO EM TÍTULOS.

Pagamentos de Juros

Os pagamentos de "juros declarados qualificados" (de acordo com 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 regular do detentor norte-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 OID. O preço de emissão de um título é o primeiro preço pelo qual um volume substancial 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 (de acordo com a definição abaixo).

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 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 (a) 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 (b) 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, sujeito a certas condições, de 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 normas 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 2011, em geral, está sujeito a tributação a uma alíquota máxima de 15%.

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 uma sociedade ou se enquadre em certas outras categorias de isenção, e demonstre esse fato quando isso 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 na fonte de acordo com essas normas, em geral, será creditado em preparação 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.

Detentor Não Norte-Americano

Um detentor ou usufrutuário de um título que não seja um detentor norte-americano (um "detentor não norte-americano") em geral não estará sujeito a 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.

Exibição de Documentos

Estamos sujeitos às exigências de informação da Lei de Mercado de Capitais de 1934, e emendas posteriores, registramos 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 American Depositary Shares da Petrobras estão listadas. Nossos registros da SEC também estão disponíveis ao público no site da SEC em <http://www.sec.gov>. Para obter mais informações sobre como obter cópias dos arquivos públicos da Petrobras na Bolsa de Valores de Nova York, ligue para (212) 656-5060.

Também registramos demonstrações financeiras e outros relatórios periódicos na CVM.

Item 11. Divulgação Qualitativa e Quantitativa sobre Riscos de Mercado

Petrobras

Gerenciamento de Riscos

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 apenas para neutralizar exposições de mercado resultantes e não são usados com fins especulativos. Não usamos instrumentos derivativos para administrar nossa exposição nas taxas de juros. 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.

Temos um Comitê de Gerenciamento de Risco que avalia nossas exposições a riscos e estabelece diretrizes que usamos para medir, monitorar e gerenciar o risco relacionado a nossas

atividades. O Comitê de Gerenciamento de Risco é composto por membros de todas as nossas áreas de negócios.

Risco de Preço de Commodity

As nossas vendas de petróleo e produtos derivados baseiam-se nos preços internacionais, expondo-nos assim 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 prevêem 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.

As posições em aberto no mercado de futuros, comparadas ao valor de mercado à vista, resultaram em perdas reconhecidas de US\$ 24,7 milhões em 2007, US\$ 1,6 milhão em 2006 e US\$ 0,6 milhão em 2005. Vide a Nota Explicativa 20 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter mais 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 31.12.07, que é um aumento de 10% no preço da commodity subjacente para Opções, Futuros e Swaps.

Em circulação em dezembro de 2007	Petrobras		PifCo		Total		+10% Sensibilidade
	Quantidade	Valor Justo (1)	Quantidade	Valor Justo (1)	Quantidade	Valor Justo (1)	
	(milhões de barris)	(milhões de US\$)	(milhões de barris)	(milhões de US\$)	(milhões de barris)	(milhões de US\$)	
Opções:							
Contratos de compra.....	1.110		-	-	1.110		
Contratos de venda	9.200		-	-	9.200		
		(1.274)					(27.182)
Futuros:							
Contratos de compra.....	7.978		1.500		9.478		
Contratos de venda	3.248		7.950		11.198		
		18.097		(23.613)		(5.516)	45.408
Swaps:							
Recebimento variável/ pagamento fixo ...	3.025		4.228		7.253		
Recebimento fixo/ pagamento variável.....	4.965		3.889		8.861		
		(13.772)		(4.186)		(17.957)	(18.624)

(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 taxa 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. De um modo geral, nossa dívida em moeda estrangeira com taxa flutuante está sujeita principalmente a flutuações da LIBOR. Nossa dívida com taxa flutuante denominada em reais está sujeita, sobretudo, à Taxa de Juros de Longo Prazo

(ou TJLP), fixada pelo Conselho Monetário Nacional.

Atualmente, não utilizamos derivativos para administrar nossa exposição à flutuação das taxas de juros. Temos considerado várias formas de derivativos para reduzir nossa exposição às

flutuações das taxas de juros e poderemos vir a utilizar estes instrumentos financeiros no futuro.

O risco relativo às taxas de juros ao qual estamos expostos está limitado ao balanço patrimonial e resulta principalmente da incidência de obrigações que não estejam denominadas em reais na composição de nosso portfólio 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 nosso portfólio de dívida em 2007 e 2006. O portfólio de nossa dívida inclui dívida de longo prazo, leasings financeiros, Project financings e as respectivas partes de curto prazo e dívida de curto prazo.

	Total do Portfólio de Dívida	
	2007	2006
	(%)	
Denominada em real:		
Taxa fixa	0,0	0,0
Taxa flutuante	23,8	17,9
Subtotal	23,8	17,9
Denominada em dólar:		
Taxa fixa	31,4	37,4
Taxa flutuante (inclui dívida de curto prazo)	41,8	40,7
Subtotal	73,2	78,1
Outras moedas (principalmente iene):		
Taxa fixa	2,6	3,6
Taxa flutuante	0,4	0,4
Subtotal	3,0	4,0
Total	100,0	100,0

	Total do Portfólio de Dívida	
	2007	2006
	(%)	
Dívida de taxa flutuante:		
Denominada em real	23,8	17,8
Denominada em moeda estrangeira	42,2	41,2
Dívida de taxa fixa:		
Denominada em real	0,0	0,0
Denominada em moeda estrangeira	34,0	41,0
Total	100,0	100,0

	Total do Portfólio de Dívida	
	2007	2006
	(%)	
dólares norte-americanos	73,22	78,12
euro	0,30	1,08
lene japonês	2,73	2,93
Reais brasileiros	23,75	17,87
Total	100,0	100,0

A tabela abaixo apresenta informações sobre nosso total de obrigações de dívida em 31.12.07, sensível às alterações de taxas de juros e taxa de câmbio. Esta tabela apresenta, por data 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 (*Certificado de Depósito Interbancário*) em 31.12.07.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013-2024	Total	Valor justo em 31.12.07	
	(milhões de dólares, exceto as porcentagens)								
Dívida em EURO:									
Dívida de taxa fixa	2,1	0,6	—	—	—	—	2,7	3,0	
Taxa de juros média	5,6%	5,7%	—	—	—	—			
Dívida de taxa variável.....	7,9	7,7	7,9	7,9	7,9	23,8	63,2	63,0	
Taxa de juros média	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%			
Dívida em moeda japonesa									
Dívida de taxa fixa	92,5	49,5	28,3	26,5	26,5	339,3	562,7	565,5	
Taxa de juros média	2,4%	2,2%	1,8%	1,7%	1,7%	2,1%			
Dívida de taxa variável.....	2,1	9,1	16,5	8,2	0,0	0,0	36,0	36,0	
Taxa de juros média	8,0%	8,6%	8,7%	8,7%	—	—			
Dívida em dólares norte-americanos:									
Dívida de taxa fixa	993,9	425,3	635,0	406,1	165,4	4.251,5	6.877,3	7.097,5	
Taxa de juros média	8,3%	8,2%	8,6%	8,2%	6,2%	7,1%			
Dívida de taxa variável.....	2.269,6	2.449,4	1.146,0	886,7	789,1	1.613,2	9.154,1	9.195,2	
Taxa de juros média	5,6%	5,8%	6,2%	5,8%	5,7%	6,1%			
Dívida em reais:									
Dívida de taxa variável.....	1.281,8	1.001,7	1.549,7	118,4	810,0	436,9	5.198,6	5.299,1	
Taxa de juros média	9,3%	10,3%	9,9%	11,7%	11,1%	11,5%			
Total das obrigações de dívida.....	4.650,0	3.943,5	3.383,5	1.453,9	1.799,0	6.664,8	21.894,6	22.259,3	

Nossa estratégia de gerenciamento do risco de moeda estrangeira inclui o uso de instrumentos derivativos para proteger a volatilidade de taxas de câmbio, que pode causar algum impacto no valor de determinadas obrigações. O câmbio collar com custo zero da empresa foi liquidado em 5 de novembro de 2007, com um recebimento em dinheiro de US\$ 38 milhões.

PifCo

A PifCo enfrenta riscos de mercado no andamento normal dos negócios, incluindo riscos de taxa de juros, riscos

relacionados às alterações em preços de óleo e produtos derivados do óleo e riscos relacionados às alterações de taxas de câmbio. A PifCo faz um uso limitado de derivativos para administrar sua exposição a esses riscos de mercado. A PifCo não possui contratos de derivativos para fins de negociação.

Risco de Preço de Commodity

A PifCo participa das transações para mitigar o impacto das flutuações no preço do petróleo e subprodutos. PifCo firma futuros contratos, swaps e opções

para proteger suas margens antecipando as transações de compra e venda em mercados internacionais, como mostra a análise de sensibilidade mencionada acima.

Riscos de Taxas de Juros e Taxas de Câmbio

A PifCo não está sujeita a riscos pelas taxas de câmbio porque 94% de sua dívida são denominadas em dólar. A PifCo não participa de contratos derivativos nem outros acordos para proteger com hedge contra o risco de taxa de juros.

A tabela abaixo apresenta os valores e taxas de juros anual de média ponderada relacionada até as datas de vencimento esperadas para as obrigações de dívida de longo prazo da PifCo em 31.12.07.

Obrigações de dívida	2009	2010	2011	2012	2013	2014-2019	Total	Valor justo no final do exercício de 2007
(milhões de dólares, exceto as porcentagens)								
Dívida em dólares norte-americanos:								
Dívida de taxa fixa	67,7	68,8	305,2	70,9	432,3	2.889,1	3.834,0	3.904,8
Taxa de juros média	5,5%	5,5%	8,8%	5,5%	8,7%	6,7%		
Dívida de taxa variável	130,8	326,6	87,6	91,7	101,6	301,7	1.040,0	1.035,0
Taxa de juros média	6,1%	5,9%	5,7%	5,7%	5,7%	6,2%		
Dívida em moeda japonesa								
Dívida de taxa fixa	—	—	—	—	—	312,8	312,8	314,1
Taxa de juros média	—	—	—	—	—	2,2%		
Total das obrigações de dívida	198,5	395,4	392,8	162,6	533,9	3.503,6	5.186,8	5.253,9

Total do Portfólio de Dívida	31 de dezembro de 2007	31 de dezembro de 2006
Dívida em dólares norte-americanos:		
Dívida de taxa fixa	72,4%	74,5%
Dívida de taxa flutuante	22,3%	20,5%
Dívida em moeda japonesa		
Dívida de taxa fixa	5,3%	5,0%
Dívida de taxa flutuante	0,0%	0,0%
Total do portfólio de dívida	100,0%	100,0%

Os empréstimos de dívida de curto prazo da PifCo são derivados principalmente de bancos comerciais e incluem linhas comerciais, linhas de crédito e instrumentos comerciais, que se destinam principalmente à compra de petróleo e derivados. A média ponderada da taxa de juros anual da dívida de curto prazo da PifCo em 31 de dezembro de 2007 foi de 5,59%, comparado a 6,76% em 31 de dezembro de 2006.

A tabela a seguir estabelece o valor do swap de moeda cruzada da PifCo, em que há o swap dos pagamentos de principal e de juros em títulos denominados em iene para valores em dólar norte-americano. A alteração no valor justo indica que o instrumento de hedging é altamente efetivo.

Swaps de moeda cruzada com vencimento em 2016	Taxa de Juros (%)	Valor Nominal (milhões de ienes japoneses)	Valor Justo	
			31.12.07	31 de dezembro de 2006
Fixo para fixo		35.000	3	(9)
Taxa média de pagamento (US\$)	5,69			
Taxa média de recebimento (ienes)	2,15			
Total de swaps de moeda cruzada		35.000	3	(9)

Item 12. Descrição de Títulos que não são Títulos Patrimoniais

Não aplicável.

PARTE II

Item 13. Inadimplência, Dividendos em Atrasos e Mora

Nenhum.

Item 14. Modificações Relevantes nos Direitos dos Acionistas e no uso dos Recursos

Nenhum.

Item 15. Controles e Procedimentos

Avaliação de Controles e Procedimentos de Divulgação

Contando com a supervisão e a participação de nosso diretor presidente e diretor financeiro, realizamos, juntamente com a PifCo, uma avaliação da eficácia de nossos procedimentos e controles de divulgação de informação em 31.12.07. Há limitações inerentes à eficácia de qualquer sistema de controle de divulgação de informação, inclusive a possibilidade de erro humano, assim como a de estratégias para evitar ou contornar os procedimentos e controles. Conseqüentemente, mesmo controles e procedimentos de divulgação eficazes somente podem oferecer uma garantia razoável da realização de seus objetivos de controle. Com base em nossa avaliação, nosso diretor presidente e diretor financeiro concluíram que nossos controles e procedimentos de divulgação em 31 de dezembro de 2007 eram eficazes para fornecer uma garantia razoável de que as informações exigidas a serem divulgadas por nós nos relatórios que apresentamos de acordo com a Lei de Mercado de Capitais de 1933 são registradas, processadas, resumidas e reportadas dentro de períodos especificados nas normas e formas aplicáveis, e que são acumuladas e comunicadas à nossa diretoria, incluindo nosso diretor presidente e diretor financeiro, como adequadas para permitir decisões tempestivas a respeito da divulgação exigida.

Relatório da Administração sobre Controle Interno de Relatórios Financeiros

A administração da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) e Petrobras International Finance Company (PifCo), sendo cada uma delas, uma "Empresa", é responsável por estabelecer e manter o controle interno efetivo sobre os relatórios financeiros e suas avaliações da eficácia do controle interno sobre os relatórios financeiros.

O controle interno de cada Empresa sobre os relatórios financeiros é um processo designado pelo ou sob a supervisão do Comitê de Auditoria da Petrobras, da diretoria, da administração e de outro pessoal para fornecer uma garantia razoável a respeito da confiabilidade dos relatórios financeiros e da elaboração das demonstrações financeiras consolidadas para fins externos de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos. O controle interno de cada Empresa sobre os relatórios financeiros inclui as políticas e procedimentos que (1) se relacionam à manutenção de registros que, em detalhes razoáveis, refletem de forma precisa e justa as transações e alienações dos ativos da Empresa; (2) oferecem uma garantia razoável de que as transações são registradas conforme necessário para permitir a elaboração de demonstrações financeiras consolidadas de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos, e que as receitas e despesas da Empresa estão sendo feitas somente de acordo com autorizações da administração e dos conselheiros da Empresa; e (3) oferecem uma garantia razoável a respeito da prevenção ou detecção em tempo oportuno da aquisição, uso ou alienação não autorizada dos ativos da Empresa que possa ter um efeito desfavorável relevante nas demonstrações financeiras consolidadas.

Em virtude de suas limitações inerentes, controle interno sobre relatórios financeiros pode não impedir ou detectar declarações falsas de uma forma oportuna. Portanto, mesmo os sistemas determinados como sendo efetivos podem fornecer apenas uma garantia razoável a respeito da elaboração e apresentação das demonstrações financeiras consolidadas. Ainda, as projeções de qualquer avaliação da efetividade de futuros períodos estão sujeitas ao risco de esses controles poderem se tornar inadequados em virtude de alterações nas condições, ou que o grau de conformidade com as políticas ou procedimentos pode deteriorar.

Cada administração da Empresa avaliou a efetividade do controle interno sobre relatórios financeiros de cada Empresa em 31.12.07, com base nos critérios estabelecidos no Controle Interno – Estrutura Integrada emitida pelo Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO). Com base nessa avaliação, cada administração da Empresa concluiu que em 31 de dezembro de 2007 o controle interno sobre relatórios financeiros de cada Empresa é efetivo.

A efetividade do controle interno sobre relatórios financeiros de cada Empresa em 31 de dezembro de 2007 foi

auditada pela KPMG Auditores Independentes, uma empresa de auditoria independente, apresentada em seu relatório descrito aqui.

Alterações em Controles Internos

A administração de cada Empresa não identificou nenhuma alteração em seu controle interno sobre relatórios financeiros durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007 que tenha, ou que seja razoavelmente provável que tenha, 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 Fabio Colletti Barbosa como o perito financeiro do comitê de auditoria, e ele é independente, conforme definido no Artigo 17 do CRF, 240.10ª-3. O conselho de

administração da PifCo atualmente serve como seu comitê de auditoria para os fins da Lei Sarbanes-Oxley de 2002. O conselho de administração da PifCo determinou que Marcos Antonio Silva Menezes é um "perito financeiro do comitê de auditoria" dentro do significado deste Item 16ª. Menezes não é independente, conforme definido no Artigo 17 do CRF, 240.10A-3.

Item 16B. Código de Ética

Adotamos um Código de Ética aplicável a nossos funcionários e diretores executivos e um Código de Boas Práticas aplicável para nossos conselheiros e diretores executivos, sendo que ambos se aplicam também à PifCo. Em 2006, revisamos e atualizamos nosso Código de

Ética. Nenhuma renúncia das disposições do Código de Ética ou do Código de Boas Práticas é permitida. Os dois documentos estão disponíveis em nosso website: [www.petrobras.com.br/investor relations/corporate governance](http://www.petrobras.com.br/investor_relations/corporate_governance).

Item 16C. Principais Taxas e Serviços Contábeis

Taxas de Auditoria e Não Auditoria

Petrobras

A tabela a seguir estabelece as taxas cobradas a nós pelos nossos auditores financeiros, KPMG Auditores Independentes, durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2007 e 2006:

	Exercício findo em 31 de dezembro de	
	2007	2006
	(milhares de reais)	
Taxas de auditoria	23.328	17.254
Taxas relacionadas à auditoria.....	2.136	3.939
Impostos	603	1.467
Total de taxas	26.067	22.660

As taxas de auditoria na tabela acima são as taxas totais cobradas pela KPMG Auditores Independentes com relação à auditoria de nossas demonstrações financeiras anuais (GAAP e BR GAAP), revisões internas (GAAP e BR GAAP), auditorias subsidiárias (GAAP e BR GAAP, entre outros) e revisão de documentos periódicos registrados junto à SEC. Em 2007, as taxas de auditoria incluem o total das taxas cobradas pela KPMG Auditores Independentes, no valor de R\$ 2.820 mil, com relação à auditoria dos controles internos. As taxas relacionadas à auditoria na tabela acima são as taxas totais cobradas pela KPMG Auditores PifCo

Independentes para garantia e serviços relacionados que estiverem razoavelmente relacionados ao desempenho da auditoria ou das revisões de nossas demonstrações financeiras e não estiverem reportadas em "Taxas de Auditoria".

As taxas da tabela acima são taxas cobradas pela KPMG Auditores Independentes pelos serviços relacionados a análises de conformidade fiscal da declaração de imposto federal anual e procedimentos a respeito de impostos sobre lucro e vendas.

A tabela a seguir estabelece as taxas cobradas a PifCo pelos seus auditores financeiros, KPMG Auditores Independentes, durante os exercício findo em 31 de dezembro de 2007 e 2006:

	Exercício findo em 31 de dezembro de	
	2007	2006
	(milhares de reais)	
Taxas de auditoria	763,8	252,8
Taxas relacionadas à auditoria.....	29,0	39,8
Total de taxas	792,8	292,6

As "taxas de auditoria" são as taxas totais cobradas pela KPMG Auditores Independentes com relação à auditoria de nossas demonstrações financeiras anuais (GAAP e BR GAAP), revisões internas (GAAP e BR GAAP), auditorias subsidiárias (GAAP e BR GAAP, entre outros) e revisão de documentos periódicos registrados junto à SEC. As taxas divulgadas na categoria "Taxas Relacionadas à Auditoria" estão relacionadas aos serviços prestados em relação à emissão dos títulos da PifCo nos mercados de capitais internacionais e seu programa de pré-pagamento de exportação, garantia e serviços

relacionados que estão razoavelmente relacionados à realização da auditoria ou revisões das demonstrações financeiras da PifCo, e não estão reportadas em "Taxas de Auditoria".

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.

Atualmente, nosso conselho de administração ainda não estabeleceu 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 à Petrobras. Nossos estatutos proíbem nossos auditores independentes de prestar quaisquer serviços de consultoria a nossas subsidiárias ou à Petrobras durante o período de vigência de tais contratos de auditoria.

Item 16D. Isenções dos Padrões 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 Exchange Act, 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 de nosso comitê de auditoria,

Francisco Roberto de Albuquerque e Arthur Antônio Sendas, que são designados do governo brasileiro, que é uma de nossas coligadas. Em nossa avaliação, cada um desses membros independentemente no cumprimento das responsabilidades de um membro do comitê de auditoria de acordo com a Lei Sarbanes-Oxley e cumprir as outras exigências da Norma 10a-3.

Item 16E. Compras de Títulos Patrimoniais pelo Emissor e por Compradores Afiliados

Petrobras

Durante o exercício fiscal findo em 31.12.07, nem nós, nem nenhum "comprador coligado", conforme definição na Norma 10b-18 (a)(3) da Lei de Mercado de Capitais de 1934, compramos quaisquer de nossos títulos patrimoniais.

PARTE III

Item 17. Demonstrações Financeiras

Não aplicável.

Item 18. Demonstrações Financeiras

Consulte as páginas F-1 a F-187, incorporadas ao presente 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	Memorando e Contrato Social da Petrobras International Finance Company (incorporados por referência ao Documento 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 e 20 de março de 2003 [Registro Nº 333-14168] e 26 de junho de 2007 [Registro Nº 001-331121]). O Contrato e Estatuto Social da PifCo foram alterados pela última vez em 23.02.08.
2.1	Contrato de Depósito, com data de 14 de julho de 2000, entre a Petrobras e o Citibank, N.A., como depositários, e detentores registrados e legítimos proprietários de tempos em tempos de American Depositary Shares, representando as ações ordinárias da Petrobras (incorporado por referência ao Documento de Registro da Petrobras no Formulário F-6 registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 17 de julho de 2000 [Registro Nº 333-123000]).
2.2	Contrato de Depósito Alterado e Consolidado, com data de 21 de fevereiro de 2001, entre a Petrobras e o Citibank, N.A., como depositários, e detentores registrados e legítimos proprietários de tempos em tempos de American Depositary Shares, representando as ações ordinárias da Petrobras (incorporado por referência ao Documento 4.1 da Emenda Nº 1 da Declaração de Registro da Petrobras no Formulário F-1 registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 03 de julho de 2001 [Registro Nº 333-13669]).
2.3	A Emenda Nº 1, com data de 23 de março de 2001, o Contrato de Depósito Alterado e Consolidado, com data de 21 de fevereiro de 2001, entre a Petrobras e o Citibank, N.A., como depositários, e detentores registrados e legítimos proprietários de tempos em tempos de American Depositary Shares, representando as ações ordinárias da Petrobras (incorporado por referência ao Documento 4.2 da Emenda Nº 1 da Declaração de Registro da Petrobras no Formulário F-1 registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 03 de julho de 2001 [Registro Nº 333-13669]).
2.4	Escritura, com data de 19 de julho de 2002, entre a Petrobras e a JPMorgan Chase Bank, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao documento 4.4 do 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 alterações registradas em 19 de julho de 2002 e 14 de agosto de 2002 [Registro Nº 333-92044-01]).
2.5	Escritura, com data de 19 de julho de 2002, entre a Petrobras International Finance Company e JPMorgan Chase Bank, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao documento 4.5 do Registro da Petrobras International Finance Company e a Petrobras no Formulário F-3, registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 5 de julho de 2002, e alterações registradas em 19 de julho de 2002 e 14 de agosto de 2002 [Registro Nº 333-92044-01]).
2.6	Primeira Escritura Suplementar, com data de 31 de março de 2003, entre a Petrobras International Finance Company (PifCo) e JPMorgan Chase Bank, como Agente Fiduciário, relativa aos 9,00% dos Global Step-Up Notes com vencimento em 2008

<u>No.</u>	<u>Descrição</u>
	(incorporada por referência ao documento 2.6 do relatório anual da Petrobras no formulário 20-F para o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2002, registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 19 de junho de 2002 [Registro Nº 1-15106]).
2.7	Segunda Escritura Suplementar, com data de 2 de julho de 2003, entre a Petrobras International Finance Company (PifCo) e JPMorgan Chase Bank, como Agente Fiduciário, relativa aos 9,125% de juros dos Global Notes com vencimento em 2013 (incorporada por referência ao Relatório Anual no Formulário 20-F da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, registrada junto à Comissão de Valores Mobiliários em 30 de junho de 2004 [Registro Nº 1-15106])
2.8	Segunda Escritura Suplementar Alterada e Consolidada, com data inicial de 2 de julho de 2003, alterada e consolidada em 18 de setembro de 2003, entre Petrobras International Finance Company (PifCo) e JPMorgan Chase Bank, como Agente Fiduciário, relativa aos 9,125% de juros dos Global Notes com vencimento em 2013 (incorporada 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]).
2.9	Terceira Escritura Suplementar, com data de 10 de dezembro de 2003, entre Petrobras International Finance Company (PifCo) e JPMorgan Chase Bank, como Agente Fiduciário, relativa aos 8,375% de juros dos Global Notes com vencimento em 2018 (incorporada por referência ao Relatório Anual no Formulário 20-F da Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras, registrado junto à Comissão Valores Mobiliários em 30 de junho de 2004 [Registro Nº 1-15106]).
2.10	Escritura, com data de maio 9, 2001, entre a Petrobras International Finance Company e o The Bank of New York, como Agente Fiduciário, relativa aos 9 7/8% dos Senior Notes com vencimento em 2008 (incorporada por referência ao Documento 4.1 do 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 333-14168]).
2.11	Escritura Suplementar, com data de 26 de novembro de 2001, entre a Petrobras International Finance Company e o The Bank of New York, como Agente Fiduciário, relativa aos 97/8% de juros dos Senior Notes com vencimento em 2008 (incorporada por referência ao Documento 4.2 do 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 333-14168]).
2.12	Escritura, com data de maio 9, 2011, entre a Petrobras International Finance Company e o The Bank of New York, como Agente Fiduciário, relativa aos 9 3/4% dos Senior Notes com vencimento em 2008 (incorporada por referência ao Documento 4.1 do 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]).
2.13	Escritura Suplementar, com data de 26 de novembro de 2001, entre a Petrobras International Finance Company e o The Bank of New York, como Agente Fiduciário, relativa aos 97/4% de juros dos Senior Notes com vencimento em 2011 (incorporada por referência ao Documento 4.2 do 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]).

<u>No.</u>	<u>Descrição</u>
2.14	Escritura, com data inicial de 4 de fevereiro de 2002, conforme alteração e consolidação de 28 de fevereiro de 2002, entre a Petrobras International Finance Company e o The Bank of New York, como Agente Fiduciário, relativa aos 9 1/8% dos Senior Notes com vencimento em 2007 (incorporada por referência ao Documento 2.19 do Relatório Anual alterado no Formulário 20-F da Petrobras International Finance Company, registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 13 de dezembro de 2002 [Registro Nº. 333-14168]).
2.15	Contrato de Registro de Direitos, com data de 9 de maio de 2001, entre Petrobras International Finance Company, Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras e USB Warburg LLC, Bank of America Securities LLC, J.P. Morgan Securities Inc., RBC Dominion Securities Corporation e Santander Central Hispano Investment Securities Inc. (incorporada por referência ao Documento 4.4 do 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. 333-14168]).
2.16	Contrato de Registro de Direitos, com data de 6 de julho de 2001, entre Petrobras International Finance Company, Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras e USB Warburg LLC, Bank of America Securities LLC, J.P. Morgan Securities Inc., RBC Dominion Securities Corporation e Santander Central Hispano Investment Securities Inc. (incorporada por referência ao Documento 4.4 do 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]).
2.17	Contrato de Registro de Direitos, com data inicial de 4 de fevereiro de 2002, conforme alteração e consolidação de 28 de fevereiro de 2002, entre Petrobras International Finance Company, Petróleo Brasileiro S.A.—Petrobras, UBS Warburg LLC e Morgan Stanley & Co. Incorporated (incorporada por referência ao Documento 2.20 do Relatório Anual alterado no Formulário 20-F da Petrobras International Finance Company, registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 13 de dezembro de 2002 [Registro Nº. 333-14168]).
2.18	Standby Purchase Agreement, com data de 09.05.01, entre Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras e The Bank of New York (incorporada por referência ao Documento 4.5 do Registro da Petrobras International Finance Company e Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras no Formulário F-4, registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 6 de dezembro de 2001 [Registro Nº. 333-14168]).
2.19	Emenda Nº 1 do Standby Purchase Agreement, com data de 26 de novembro de 2001, entre Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras e The Bank of New York, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Documento 4.6 do Registro da Petrobras International Finance Company e Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras no Formulário F-4, registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 6 de dezembro de 2001 [Registro Nº 333-14168]).
2.20	Standby Purchase Agreement, com data de 6 de julho de 2001, entre Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras e The Bank of New York (incorporada por referência ao Documento 4.5 do Registro da Petrobras International Finance Company e 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]).
2.21	Standby Purchase Agreement, com data inicial de 4 de fevereiro de 2002, conforme

<u>No.</u>	<u>Descrição</u>
	alteração e consolidação de 28 de fevereiro de 2002, entre Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras e The Bank of New York, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Documento 2.21 do Relatório Anual alterado no Formulário 20-F da Petrobras International Finance Company, registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 13 de dezembro de 2002 [Registro Nº. 333-14168]).
2.22	Standby Purchase Agreement, com data de 31 de março de 2003, entre Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras e JPMorgan Chase Bank, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Documento 2.15 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	Standby Purchase Agreement, com data de 02.07.03, entre Petróleo Brasileiro S.A.— Petrobras e JPMorgan Chase Bank, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras International Finance Company, registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 30 de junho de 2004 e alteração registrada em 26 de julho de 2004 [Registro Nº. 333-14168]).
2.24	Standby Purchase Agreement Alterado e Consolidado, com data inicial de 2 de julho de 2003, conforme alteração e consolidação de 18 de setembro de 2003, entre Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras e JPMorgan Chase Bank, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras International Finance Company, registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 30 de junho de 2004 e alteração registrada em 26 de julho de 2004 [Registro Nº. 333-14168]).
2.25	Standby Purchase Agreement, com data de 10.12.03, entre Petróleo Brasileiro S.A.— Petrobras e JPMorgan Chase Bank, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras International Finance Company, registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 30 de junho de 2004 e alteração registrada em 26 de julho de 2004 [Registro Nº. 333-14168]).
2.26	Contrato de Compra de Títulos, com data de 29 de janeiro de 2002, entre Petrobras International Finance Company e UBS Warburg LLC e Morgan Stanley & Co. Incorporated (incorporado por referência ao Documento 2.13 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]).
2.27	Contrato Master de Exportação, com data de 21 de dezembro de 2001, entre a Petróleo Brasileiro S.A.—Petrobras e a Petrobras Finance Ltd. (incorporado por referência ao Documento 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 alterações a este que foram registradas em 13 de dezembro de 2002 e 20 de março de 2003 [Registro Nº. 333-14168]).
2.28	Emenda ao Contrato Master de Exportação, com data de 21 de maio de 2003, entre Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras e Petrobras Finance Ltd. (incorporado por referência ao Documento 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]).
2.29	Acordo de Depositário, com data de 21 de dezembro de 2001, entre U.S. Bank, National Association, Filial das Ilhas Cayman, como Agente Fiduciário do PF Export

<u>No.</u>	<u>Descrição</u>
	Receivables Master Trust, Citibank, N.A., como de Intermediário de Obrigações (Securities Intermediary), e Petrobras Finance Ltd. (incorporado por referência ao Documento 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 alterações a este que foram registradas em 13 de dezembro de 2002 e 20 de março de 2003 [Registro Nº 333-14168]).
2.30	Carta-Convênio (Letter Agreement) relacionado ao Acordo de Depositário, com data de 16 de maio de 2003 (incorporado por referência ao Documento 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]).
2.31	Contrato de Serviços Administrativos, com data de 21 de dezembro de 2001, entre Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras, como Agente de Entrega e Vendas (Delivery e Sales Agent), e Petrobras Finance Ltd. (incorporado por referência ao Documento 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]).
2.32	Carta-Convênio (Letter Agreement) relacionado ao Contrato de Serviços Administrativos, com data de 16 de maio de 2003 (incorporado por referência ao Documento 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]).
2.33	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., como Agente Pagador, Agente de Transferência (Transfer Agent), Agente de Registro e Banco Depositário, e Petrobras International Finance Company, como Prestadora de Serviços (incorporada por referência ao Documento 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]).
2.34	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 Bank, National Association, Filial das Ilhas Cayman, unicamente como Agente Fiduciário do PF Export Receivables Master Trust (incorporado por referência ao Documento 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]).
2.35	Contrato de Compra de Recebíveis Alterado e Consolidado, com data de 21 de maio de 2003, entre Petrobras Finance Ltd., Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras e U.S Bank, National Association, Filial das Ilhas Cayman, unicamente como Agente Fiduciário do PF Export Receivables Master Trust (incorporado por referência ao Documento 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]).

<u>No.</u>	<u>Descrição</u>
2.36	Acordo de Pagamento Antecipado, com data de 21 de dezembro de 2001, entre Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras e Petrobras Finance Ltd. (incorporado por referência ao Documento 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]).
2.37	Acordo de Pagamento Antecipado Alterado e Consolidado, com data de 2 de maio de 2003, entre Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras e Petrobras Finance Ltd. (incorporado por referência ao Documento 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]).
2.38	Quarta Escritura Suplementar, com data de 15 de setembro de 2004, entre Petrobras International Finance Company (PifCo) e JPMorgan Chase Bank, como Agente Fiduciário, e Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras relativa aos 7,75% dos Global Notes com vencimento em 2014 (incorporado por referência ao Documento 2.38 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e Petrobras International Finance Company, registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 30 de junho de 2005 [Registro Nº. 333-14168]).
2.39	Standby Purchase Agreement, com data de 15 de setembro de 2004, entre Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras e JPMorgan Chase Bank, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Documento 2.39 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e Petrobras International Finance Company, registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 30 de junho de 2005 [Registro Nº. 333-14168]).
2.40	Quinta Escritura Suplementar, com data de 6 de outubro de 2006, entre Petrobras International Finance Company (PifCo) e JPMorgan Chase Bank, como Agente Fiduciário, e Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras relativa aos 6,125% dos Global Notes com vencimento em 2016 (incorporado por referência ao Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e Petrobras International Finance Company, registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 26 de junho de 2007 [Registro Nº. 001-33121]).
2.41	Standby Purchase Agreement, com data de 6 de outubro de 2006, entre Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras e JPMorgan Chase Bank, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras International Finance Company, registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 26 de junho de 2007 e alteração registrada em 28 de junho de 2007 [Registro Nº. 001-33121]).
2.42	Quinta Escritura Suplementar Alterada e Consolidada, com data inicial de 06 de outubro de 2006, entre Petrobras International Finance Company (PifCo) e JPMorgan Chase Bank, como Agente Fiduciário, e Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras relativa aos 6,125% dos Global Notes com vencimento em 2016 (incorporado por referência ao Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e Petrobras International Finance Company, registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 26 de junho de 2007 e alterações a este que foram registradas em 28 de junho de 2007 [Registro Nº. 001-33121]).
2.43	Standby Purchase Agreement, com data inicial de 6 de outubro de 2006, conforme alteração e consolidação de 07 de fevereiro de 2007, entre Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras e JPMorgan Chase Bank, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras International Finance

<u>No.</u>	<u>Descrição</u>
	Company, registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 26 de junho de 2007 e alteração registrada em 28 de junho de 2007 [Registro N°. 001-33121]].
2.44	Quinta Escritura Complementar, com data de 1º de novembro de 2007, entre a Petrobras International Finance Company (PifCo) e a JPMorgan Chase Bank, como Agente Fiduciário, e a Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras com relação ao Global Notes de 5,875% com vencimento em 2018.
2.45	Standby Purchase Agreement com data de 1º de novembro de 2007, entre Petróleo Brasileiro S.A.— Petrobras e JPMorgan Chase Bank, como Agente Fiduciário.
2.46	Primeira Escritura Complementar Alterada e Consolidada, com data inicial de 1º de novembro de 2007, alterada e reformulada em 11 de janeiro de 2008, entre Petrobras International Finance Company (PifCo) e The Bank of New York, como Agente Fiduciário, e Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras com relação ao Global Notes de 5,875% com vencimento em 2018.
2.47	Standby Purchase Agreement Alterado e Consolidado, com data de 1º de novembro de 2007, alterado e reformulado em 11 de janeiro de 2008, entre Petróleo Brasileiro S.A.— Petrobras e The Bank of New York, como Agente Fiduciário.
	O valor dos títulos de dívida de longo prazo da Petrobras autorizado de acordo com um dado instrumento não exceda 10% de seu total de ativos de uma forma consolidada. A Petrobras neste ato concorda em fornecer para a SEC, mediante sua solicitação, uma cópia de qualquer instrumento definindo os direitos de detentores de sua dívida de longo prazo ou de suas subsidiárias cujas demonstrações financeiras consolidadas ou não consolidadas são exigidas a serem registradas.
4.1	Tipo de Contrato de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de óleo bruto e gás natural realizado entre a Petrobras e a ANP (incorporado por referência ao Documento 10.1 do Registro da Petrobras no Formulário F-1 registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 14 de julho de 2000 [Registro N°. 333-12298]).
4.2	Contrato de Compra e Venda de gás natural, realizado entre a Petrobras e Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos-YPFB (juntamente com uma versão em inglês) (incorporado por referência ao Documento 10.2 do Registro da Petrobras no Formulário F-1 registrado junto à Comissão de Valores Mobiliários em 14 de julho de 2000 [Registro N° 333-12298]).
8.1	Relação 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 Ernst & Young.
15.4	Carta de Anuência de DeGolyer e MacNaughton.

No.

Descrição

15.5 Carta de Anuência de DeGolyer e MacNaughton.

ASSINATURAS

De acordo com as exigências de Seção 12 da Lei de Mercado de Capitais de 1934, o participante certifica por meio deste que está apto a atender a todas as exigências presentes no Formulário 20-F, colaborando para que esse relatório anual seja assinado em nome do membro abaixo, devidamente autorizado, na cidade do Rio de Janeiro, em 16 de maio de 2008.

Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras

Por: _____ /s/
José Sérgio Gabrielli de Azevedo
Nome: José Sérgio Gabrielli de Azevedo
Cargo: Presidente e Diretor Financeiro

Por: _____ /s/
Almir Guilherme Barbassa
Nome: Almir Guilherme Barbassa
Cargo: Diretor Financeiro

ASSINATURAS

De acordo com as exigências de Seção 12 da Lei de Mercado de Capitais de 1934, o participante certifica por meio deste que está apto a atender a todas as exigências presentes no Formulário 20-F, colaborando para que esse relatório anual seja assinado em nome do membro abaixo, devidamente autorizado, na cidade do Rio de Janeiro, em 16 de maio de 2008.

Petrobras International Finance Company — PifCo

Por: /s/ Daniel Lima de Oliveira _____
Nome: Daniel Lima de Oliveira
Cargo: Presidente e Diretor Financeiro

Por: /s/ Sérgio Túlio da Rosa Tinoco _____
Nome: Sérgio Túlio da Rosa Tinoco
Cargo: Diretor Financeiro

**Petróleo Brasileiro S.A. -
Petrobras e controladas**
(Tradução livre do original em inglês)

Demonstrações Contábeis Consolidadas
em 31 de Dezembro de 2007, 2006 e 2005
com Parecer dos Auditores Independentes
Registrados no PCAOB

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO SOBRE CONTROLES INTERNOS REFERENTES AO PROCESSO DE PREPARAÇÃO E DIVULGAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

(Tradução livre do original em inglês)

A Administração da Petróleo Brasileiro - Petrobras e subsidiárias (“a Companhia”) é responsável pelo estabelecimento e manutenção de controles internos eficazes referentes à preparação e divulgação das demonstrações contábeis consolidadas, bem como a avaliação de eficácia dos controles internos referentes ao processo de preparação e divulgação de demonstrações contábeis consolidadas.

Os controles internos da Companhia referentes à preparação e divulgação das demonstrações contábeis consolidadas são processos desenvolvidos pelo ou sob a supervisão do Comitê de Auditoria da Companhia, do Presidente e do Diretor Financeiro e executados pelos administradores e outros funcionários para fornecer segurança razoável relativamente à confiabilidade do processo de preparação e divulgação dos relatórios financeiros e à preparação das demonstrações contábeis para uso externo, de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América. Os controles internos da Companhia sobre o processo de preparação e divulgação de demonstrações contábeis consolidadas incluem as políticas e os procedimentos que (1) se referem à manutenção dos registros que, com detalhe razoável, refletem com exatidão e satisfatoriamente as transações e disposições dos ativos da Companhia; (2) fornecem segurança razoável de que as transações sejam registradas conforme necessário para permitir a preparação das demonstrações contábeis conforme os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América e que os recebimentos e gastos da Companhia somente sejam feitos com autorizações da administração e dos diretores da Companhia e (3) fornecem segurança razoável relativa à prevenção ou detecção oportuna da aquisição, uso ou destinação não autorizada dos ativos da Companhia que possam afetar de maneira relevante as demonstrações contábeis consolidadas.

Devido às limitações próprias, os controles internos sobre o processo de preparação e divulgação das demonstrações contábeis consolidadas podem não evitar ou detectar erros oportunamente. Portanto, mesmo os sistemas estabelecidos e considerados eficazes podem fornecer somente segurança razoável relativa ao processo de preparação e apresentação das demonstrações contábeis consolidadas. Também as futuras avaliações da eficácia dos controles internos estão sujeitas ao risco de que os controles possam se tornar inadequados devido às mudanças nas condições ou de que o grau de cumprimento das políticas ou procedimentos possa se deteriorar.

A Administração avaliou a eficácia dos controles internos da Companhia referente ao processo de preparação e divulgação das demonstrações contábeis consolidadas em 31 de dezembro de 2007, com base nos critérios estabelecidos no documento Controle Interno - Estrutura Integrada emitido pelo Conselho da Organização Patrocinadora da Comissão de *Treadway* (COSO). Com base nesta avaliação, a Administração concluiu que, em 31 de dezembro de 2007, os controles internos da Companhia referente à preparação das demonstrações contábeis consolidadas são eficazes.

Os controles internos da Companhia sobre o processo de preparação e divulgação das demonstrações contábeis consolidadas em 31 de dezembro de 2007 foram examinados pela KPMG Auditores Independentes, firma de Auditores Independentes Registrados no PCAOB, conforme parecer datado de 14 de março de 2008, em anexo.

José Sergio Gabrielli de Azevedo
Presidente
14 de março de 2008

Almir Guilherme Barbassa
Diretor Financeiro
14 de março 2008

(Tradução livre do original em inglês)

**PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS
E CONTROLADAS**

DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

Índice

Parecer dos Auditores Independentes Registrados no PCAOB, KPMG.....	F-4
Parecer dos Auditores Independentes Registrados no PCAOB, Ernst & Young	F-6
Balancos Patrimoniais Consolidados.....	F-7
Demonstrações Consolidadas do Resultado.....	F-9
Demonstrações Consolidadas dos Fluxos de Caixa.....	F-11
Demonstrações Consolidadas das Mutações do Patrimônio Líquido	F-13
Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Consolidadas	
1. A Companhia e suas Operações.....	F-15
2. Sumário das Principais Práticas Contábeis	F-15
3. Imposto de Renda e Contribuição Social.....	F-30
4. Caixa e Equivalentes a Caixa.....	F-36
5. Títulos e Valores Mobiliários	F-36
6. Contas a Receber, Líquidas	F-38
7. Estoques.....	F-39
8. Impostos a Recuperar	F-40
9. Imobilizado, Líquido	F-41
10. Participações em Companhias não Consolidadas e Outros Investimentos	F-46
11. Conta Petróleo e Álcool - Créditos a Receber junto ao Governo Federal	F-49
12. Financiamentos	F-51
13. Receitas (Despesas) Financeiras, Líquidas	F-62
14. Projetos Estruturados.....	F-63
15. Arrendamento Mercantil.....	F-68
16. Obrigações com Benefícios Pós-Aposentadoria e Outros Benefícios	F-69
17. Patrimônio Líquido	F-83
18. Aquisições no Brasil e no Exterior.....	F-92
19. Compromissos e Contingências	F-102
20. Instrumentos Derivativos, Hedging e Atividades de Gerenciamento de Riscos	F-120
21. Instrumentos Financeiros.....	F-124
22. Informações sobre Segmentos de Negócios	F-125
23. Transações com Partes Relacionadas	F-138
24. Contabilização dos Custos com de Poços Exploratórios em Andamento.....	F-140
25. Participação Especial do Campo de Marlim.....	F-143
26. Eventos Subseqüentes	F-145
Informações Adicionais sobre Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás.....	F-147

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
Rio de Janeiro, Brasil

Auditamos os balanços patrimoniais consolidados da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras (e subsidiárias) (“A Companhia”) em 31 de dezembro de 2007 e 2006, e as respectivas demonstrações de resultados, das mutações do patrimônio líquido e resultado abrangente, e os fluxos de caixa para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2007 e 2006. Também realizamos auditoria do controle interno sobre o relatório financeiro da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras (e subsidiárias) em 31 de dezembro de 2007, com base no critério estabelecido em Controle Interno - Estrutura Integrada emitido pelo Conselho da Organização Patrocinadora da Comissão de Treadway (COSO). A administração da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras é responsável por essas demonstrações contábeis consolidadas, por manter controle interno efetivo sobre as demonstrações contábeis e pela avaliação da efetividade do controle interno sobre as demonstrações contábeis incluída no Relatório da Administração sobre Controles Internos, referente ao processo de preparação e divulgação das demonstrações contábeis. Nossa responsabilidade é expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis consolidadas e uma opinião sobre a efetividade dos controles internos da Companhia sobre o processo de preparação e elaboração das demonstrações contábeis consolidadas com base em nossas auditorias.

Nossa auditoria foi conduzida 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 sobre as 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 da Companhia, bem como da apresentação das demonstrações contábeis consolidadas tomadas em conjunto. Nossa auditoria sobre os controles internos sobre o processo de preparação e divulgação de demonstrações contábeis consolidadas incluem obter um entendimento dos controles internos sobre demonstrações contábeis consolidadas, avaliar o risco de que uma fraqueza significativa existe e teste e avaliação do desenho e efetividade operacional dos controles internos baseados na avaliação de risco. Nossa auditoria também incluiu a realização de outros procedimentos que consideramos necessários nas circunstâncias. Acreditamos que nossos exames proporcionam uma base adequada para emitirmos nossa opinião.

O processo de controles internos sobre as demonstrações contábeis consolidadas de uma Companhia é elaborado 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 de contábeis consolidadas incluem aquelas políticas e procedimentos que (1) se referem à manutenção dos registros que, com detalhe razoável, refletem com exatidão e satisfatoriamente 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 seus diretores; 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 significativo 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 futuros períodos 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 2007 e 2006, e os resultados de suas operações e seus fluxos de caixa para os exercícios findos naquelas datas, 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) manteve, em todos os aspectos relevantes, controles internos efetivos sobre o processo de preparação e divulgação das demonstrações contábeis consolidadas em 31 de dezembro de 2007, com base no critério estabelecido em Controle Interno - Estrutura Integrada emitido pelo Conselho da Organização Patrocinadora da Comissão de Treadway (COSO).

Conforme discutido na Nota 2(n) às demonstrações contábeis consolidadas, a Companhia adotou em 1º de janeiro de 2007 a norma sobre o reconhecimento e divulgações das provisões conforme disposto na Interpretação do FASB Nº 48, *Contabilização de Incertezas no Imposto de Renda*.

KPMG Auditores Independentes

14 de março de 2008, exceto para Nota 26(b), cuja data é 30 de abril de 2008

(*) Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias abertas nos Estados Unidos da América (PCAOB - Public Company Accounting Oversight Board).

Parecer dos Auditores Independentes Registrados no PCAOB (*)

Ao Conselho de Administração e Acionistas da
Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras

Examinamos as demonstrações consolidadas do resultado das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa da Petróleo Brasileiro S.A - Petrobras e suas subsidiárias correspondentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2005, elaborados sob a responsabilidade de sua Administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis com base em nosso exame.

Nosso exame foi conduzido 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 não contêm erros materiais. Não fomos contratados para conduzir uma auditoria sobre a estrutura de controle interno da Companhia em relação a preparação e emissão de relatórios financeiros. Nosso exame considerou esta estrutura de controle interno apenas como base para a definição dos procedimentos de auditoria adequados às circunstâncias, e não com o objetivo de emitir um parecer sobre a eficácia desta estrutura de controle interno. Consequentemente, não emitimos tal parecer. Uma auditoria compreende ainda a constatação, com base em testes, das evidências que suportam os valores e as informações divulgados nas demonstrações contábeis, a avaliação das práticas e estimativas contábeis mais representativas adotadas pela Administração da Companhia, bem como da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto. Acreditamos que nossa auditoria proporciona uma base adequada para emitirmos este parecer.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, o resultado consolidado das operações da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras e os seus fluxos de caixa referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2005, de acordo com as práticas contábeis adotadas nos Estados Unidos da América.

Rio de Janeiro, 17 de Fevereiro de 2006

ERNST & YOUNG
Auditores Independentes S/S

Paulo José Machado
Sócio

(*)Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias Abertas nos Estados Unidos da América (PCAOB – Public Company Accounting Oversight Board).

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E CONTROLADAS

BALANÇOS PATRIMONIAIS CONSOLIDADOS

31 de dezembro de 2007 e 2006

Em Milhões de Dólares Norte-americanos

	31 de dezembro	
	2007	2006
Ativo		
Circulante		
Caixa e equivalentes a caixa (Nota 4)	6.987	12.688
Títulos e valores mobiliários (Nota 5)	267	346
Contas a receber, líquidas (Nota 6)	6.538	6.311
Estoques (Nota 7)	9.231	6.573
Imposto de renda diferido (Nota 3)	498	653
Impostos a recuperar (Nota 8)	3.488	2.593
Adiantamentos a fornecedores	683	948
Outros ativos circulantes	1.448	843
	29.140	30.955
Imobilizado, líquido (Nota 9)	84.523	58.897
Participações em empresas não consolidadas e outros investimentos (Nota 10)	5.112	3.262
Outros ativos		
Contas a receber, líquidas (Nota 6)	1.467	513
Adiantamentos a fornecedores	1.658	852
Conta petróleo e álcool - créditos junto ao Governo Federal (Nota 11)	450	368
Títulos governamentais	670	479
Títulos e valores mobiliários (Nota 5)	2.144	94
Depósitos vinculados para processos judiciais e garantias (Nota 19 (a))	977	816
Impostos a recuperar (Nota 8)	2.477	1.292
Imposto de Renda Diferido (Nota 3)	15	61
Ágio (Nota 18)	313	243
Despesas antecipadas	232	244
Estoques (Nota 7)	52	210
Outros ativos	485	394
	10.940	5.566
Total do ativo	129.715	98.680

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações contábeis consolidadas.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E CONTROLADAS

BALANÇOS PATRIMONIAIS CONSOLIDADOS (Continuação)

31 de dezembro de 2007 e 2006

Em Milhões de Dólares Norte-americanos

	31 de dezembro	
	2007	2006
Passivo e Patrimônio Líquido		
Passivo Circulante		
Fornecedores	7.816	5.418
Financiamentos de curto prazo (Nota 12)	1.458	1.293
Parcela circulante dos financiamentos de longo prazo (Nota 12)	1.273	2.106
Parcela circulante dos projetos estruturados (Nota 14)	1.692	2.182
Parcela circulante das obrigações de arrendamento mercantil (Nota 15)	227	231
Juros provisionados	239	247
Imposto de renda e contribuição social a pagar	560	235
Outros impostos a pagar	3.950	3.122
Imposto de renda diferido (Nota 3)	7	8
Salários e encargos sociais	1.549	1.192
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar (Nota 17 (b))	3.220	3.693
Contingências (Nota 19 (a))	30	25
Adiantamentos de clientes	276	880
Benefícios pós-aposentadoria aos funcionários - Plano de pensão (Nota 16 (a))	364	198
Benefícios pós-aposentadoria aos funcionários - Plano de saúde (Nota 16 (a))	259	190
Outras contas a pagar e provisões	1.548	956
	24.468	21.976
Exigível a longo prazo		
Financiamentos de longo prazo (Nota 12)	12.148	10.510
Projetos estruturados (Nota 14)	4.586	4.192
Obrigações de arrendamento mercantil (Nota 15)	511	824
Benefícios pós-aposentadoria aos funcionários - Plano de pensão (Nota 16 (a))	4.678	4.645
Benefícios pós-aposentadoria aos funcionários - Plano de saúde (Nota 16 (a))	6.639	5.243
Imposto de renda diferido (Nota 3)	4.802	2.916
Provisão para abandono de poços (Nota 9 (c))	3.462	1.473
Contingências (Nota 19 (a))	352	208
Outros passivos	558	428
	37.736	30.439
Participação minoritária	2.332	1.966
Patrimônio líquido		
Ações autorizadas e emitidas (Nota 17 (a))		
Ações preferenciais - 2007 e 2006 - 3.700.729.396 ações (*)	8.620	7.718
Ações ordinárias - 2007 e 2006 - 5.073.347.344 ações (*)	12.196	10.959
Reserva de capital - incentivos fiscais	877	174
Lucros acumulados		
Apropriados	34.863	23.704
A apropriar	6.618	10.541
Outros resultados abrangentes acumulados		
Ajustes de conversão acumulados	4.155	(6.202)
Ajuste de reservas de benefícios pós-aposentadoria, líquidos de impostos (US\$795 e US\$1.058 em 31 de dezembro de 2007 e 2006, respectivamente) - plano de pensão (Nota 16 (a))	(1.544)	(2.052)
Ajustes de reservas de benefícios pós-aposentadoria, líquidos de impostos (US\$478 e US\$508 em 31 de dezembro de 2007 e 2006, respectivamente) - plano de saúde (Nota 16 (a))	(928)	(987)
Ganhos a realizar sobre títulos disponíveis para venda, líquidos de impostos	331	446
Perda não reconhecida no <i>hedge</i> de fluxo de caixa, líquida de impostos	(9)	(2)
	65.179	44.299
Total do passivo e patrimônio líquido	129.715	98.680

(*) Considera o efeito de um desdobramento de ações de 1 para 2, realizado em 25 de abril de 2008 (vide Nota 26 (b)).

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações contábeis consolidadas.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E CONTROLADAS

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DO RESULTADO

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2007, 2006 e 2005

Em Milhões de Dólares Norte-americanos (exceto a quantidade e valores por ação)

	Exercício findo em 31 de dezembro		
	2007	2006	2005
Vendas de produtos e serviços	112.425	93.893	74.065
Menos:			
ICMS e outros impostos sobre vendas e serviços	(20.668)	(17.906)	(14.694)
Contribuição de intervenção no domínio econômico - CIDE	(4.022)	(3.640)	(3.047)
Receita operacional líquida	87.735	72.347	56.324
Custo das vendas	49.789	40.184	29.828
Depreciação, exaustão e amortização	5.544	3.673	2.926
Exploração, incluindo poços exploratórios secos	1.423	934	1.009
Despesas de vendas, gerais e administrativas	6.250	4.824	4.474
Perda com ativos ("impairment") (Nota 9 (d))	271	21	156
Despesas com pesquisa e desenvolvimento	881	730	399
Outras despesas operacionais	2.136	1.120	1.453
Total de custos e despesas	66.294	51.486	40.245
Lucro operacional	21.441	20.861	16.079
Participação no resultado de empresas não consolidadas (Nota 10)	235	28	139
Receita financeira (Nota 13)	1.427	1.165	710
Despesa financeira (Nota 13)	(554)	(1.340)	(1.189)
Variações monetárias e cambiais sobre os ativos e passivos monetários, líquidas (Nota 13)	(1.455)	75	248
Despesa com benefícios aos participantes aposentados	(990)	(1.017)	(994)
Outros tributos	(662)	(594)	(373)
Outras despesas, líquidas	(143)	(17)	(28)
	(2.142)	(1.700)	(1.487)
Lucro antes do imposto de renda, da contribuição social, da participação minoritária e do item extraordinário	19.299	19.161	14.592

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações contábeis consolidadas.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E CONTROLADAS

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DO RESULTADO (Continuação)
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2007, 2006 e 2005
Em Milhões de Dólares Norte-americanos (exceto a quantidade e valores por ação)

	Exercício findo em 31 de dezembro		
	2007	2006	2005
Despesa de imposto de renda (Nota 3)			
Corrente	(4.826)	(5.011)	(4.223)
Diferido	(1.062)	(680)	(218)
	(5.888)	(5.691)	(4.441)
Participação minoritária no resultado de empresas consolidadas	(273)	(644)	35
Lucro antes do item extraordinário	13.138	12.826	10.186
Ganho extraordinário, líquido de impostos (Nota 10 (a))	-	-	158
Lucro líquido do exercício	13.138	12.826	10.344
Lucro líquido aplicável a cada classe de ações			
Ordinárias	7.597	7.417	5.982
Preferenciais	5.541	5.409	4.362
Lucro líquido do exercício	13.138	12.826	10.344
Lucro básico e diluído por ação (Nota 17 (c))			
Ordinárias e preferenciais			
Antes do efeito do item extraordinário	1,50(*)	1,46(*)	1,16(*)
Depois do efeito do item extraordinário	1,50(*)	1,46(*)	1,18(*)
Lucro básico e diluído por ADS			
Antes do efeito do item extraordinário	3,00(*)	2,92(*)	2,32(*)
Depois do efeito do item extraordinário	3,00(*)	2,92(*)	2,36(*)
Média ponderada da quantidade de ações em circulação			
Ordinárias	5.073.347.344(*)	5.073.347.344(*)	5.073.347.344(*)
Preferenciais	3.700.729.396(*)	3.699.806.288(*)	3.698.956.056(*)

(*) Considera o efeito de um desdobramento de ações de 1 para 2, realizado em 25 de abril de 2008 (vide Nota 26 (b)).

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações contábeis consolidadas.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E CONTROLADAS

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DOS FLUXOS DE CAIXA
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2007, 2006 e 2005
Em Milhões de Dólares Norte-americanos

	Exercício findo em 31 de dezembro		
	2007	2006	2005
Fluxos de caixa de atividades operacionais			
Lucro líquido do exercício	13.138	12.826	10.344
Ajustes para conciliação do lucro líquido com o caixa líquido gerado pelas atividades operacionais			
Depreciação, exaustão e amortização	5.544	3.673	2.926
Custos com poços secos	549	493	597
Perda com imobilizado	247	225	292
Participação minoritária no resultado de empresas consolidadas	273	644	(35)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.062	680	218
Perdas cambiais e monetárias	641	465	140
Juros sobre provisão para abandono	147	32	51
Perda com ativos da área de óleo e gás (“impairment”)	271	21	156
Provisão para devedores duvidosos	215	78	118
Participação no resultado de empresas não consolidadas	(234)	(28)	(139)
Receitas (despesas) financeiras de operações de hedge	-	434	170
Outros	-	-	(8)
Redução (aumento) no ativo operacional			
Contas a receber	(460)	308	(1.510)
Conta petróleo e álcool	(6)	(7)	(9)
Juros a receber sobre títulos governamentais	56	4	3
Estoques	(1.619)	(533)	38
Adiantamentos a fornecedores	787	(552)	(167)
Despesas antecipadas	105	32	38
Impostos a recuperar	(1.132)	(552)	(540)
Outros	288	261	82
Aumento (redução) no passivo operacional			
Fornecedores	1.709	1.385	275
Salários e encargos sociais	113	200	215
Outros impostos a pagar	135	(133)	566
Imposto de renda e contribuição social a pagar	325	(190)	(56)
Benefícios pós-aposentadoria aos funcionários - Plano de pensão	422	489	647
Benefícios pós-aposentadoria aos funcionários - Plano de saúde	616	656	557
Juros incorridos	-	21	8
Contingências	121	(79)	(65)
Provisão para abandono	(211)	(57)	325
Outros passivos	(438)	281	(122)
Caixa líquido gerado por atividades operacionais	22.664	21.077	15.115

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações contábeis consolidadas.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E CONTROLADAS

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DOS FLUXOS DE CAIXA (Continuação)
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2007, 2006 e 2005
Em Milhões de Dólares Norte-americanos

	Exercício findo em 31 de dezembro		
	2007	2006	2005
Fluxos de caixa das atividades de investimento			
Adições ao imobilizado	(20.978)	(14.643)	(10.365)
Investimentos em empresas não consolidadas	(25)	(187)	(71)
Títulos e valores mobiliários (ver Nota 5)	(1.707)	205	169
Aquisição da Refinaria Pasadena (ver Nota 18 (d))	-	(416)	-
Aquisição da Suzano (ver Nota 18 (c))	(1.186)	-	-
Aquisição da Ipiranga (ver Nota 18 (b))	(365)	-	-
Recursos provenientes de investimentos na Nigéria	-	199	-
Dividendos recebidos de empresas não consolidadas	229	130	60
Depósitos judiciais	6	31	-
Caixa líquido utilizado nas atividades de investimento	(24.026)	(14.681)	(10.207)
Fluxos de caixa das atividades de financiamento			
Financiamentos a curto prazo, líquidos de captações e pagamentos	(6)	228	(1.058)
Captações e reduções de financiamentos a longo prazo	2.980	2.251	1.697
Pagamentos do principal sobre financiamentos a longo prazo	(3.561)	(2.555)	(1.120)
Recompra de títulos - "Notes" (ver Nota 12(c))	-	(1.046)	-
Captações de projetos estruturados	1.568	1.524	1.492
Pagamentos relativos a projetos estruturados	(2.599)	(1.209)	(1.392)
Pagamentos de obrigações de arrendamento mercantil	(367)	(334)	(134)
Dividendos pagos aos acionistas	(3.860)	(3.144)	(2.104)
Dividendos pagos a acionistas minoritários	(143)	(69)	(6)
Caixa líquido utilizado em atividades de financiamento	(5.988)	(4.354)	(2.625)
Aumento (redução) de caixa e equivalentes a caixa	(7.350)	2.042	2.283
Efeito das variações cambiais sobre caixa e equivalentes a caixa	1.649	775	732
Caixa e equivalentes a caixa no início do exercício	12.688	9.871	6.856
Caixa e equivalentes a caixa no final do exercício	6.987	12.688	9.871
Informações adicionais aos fluxos de caixa:			
Valores pagos durante o exercício			
Juros, líquidos do montante capitalizado	1.684	877	1.083
Imposto de renda e contribuição social	5.146	4.686	3.843
Imposto de renda retido na fonte sobre aplicações financeiras	65	26	29
Transações de investimentos e financiamentos que não envolvem caixa			
Provisão para abandono - SFAS 143	1.836	632	356

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações contábeis consolidadas.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E CONTROLADAS

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2007, 2006 e 2005

Em Milhões de Dólares Norte-americanos (exceto os valores por ação)

	Exercício findo em 31 de dezembro		
	2007	2006	2005
Ações preferenciais			
Saldo em 1º de janeiro	7.718	4.772	4.772
Aumento de capital com reserva de lucros a distribuir (Nota 17 (a))	902	2.939	-
Aumento de capital com emissão de ações preferenciais	-	7	-
Saldo em 31 de dezembro	8.620	7.718	4.772
Ações ordinárias			
Saldo em 1º de janeiro	10.959	6.929	6.929
Aumento de capital com reserva de lucros a distribuir (Nota 17 (a))	1.237	4.030	-
Saldo em 31 de dezembro	12.196	10.959	6.929
Reserva de capital - incentivo fiscal			
Saldo em 1º de janeiro	174	159	134
Transferência de lucros acumulados não apropriados	703	15	25
Saldo em 31 de dezembro	877	174	159
Outros resultados negativos abrangentes acumulados			
Ajustes de conversão acumulados			
Saldo em 1º de janeiro	(6.202)	(9.432)	(12.539)
Varição no exercício	10.357	3.230	3.107
Saldo em 31 de dezembro	4.155	(6.202)	(9.432)
Ajuste de reservas de benefícios pós-aposentadoria, líquidos de impostos - Plano de pensão			
Saldo em 1º de janeiro	(2.052)	(1.930)	(1.975)
Mudança de Prática Contábil - SFAS 158	-	(131)	-
Outras reduções (aumentos)	771	(38)	68
Efeito tributário	(263)	47	(23)
Saldo em 31 de dezembro	(1.544)	(2.052)	(1.930)
Ajuste de reservas de benefícios pós-aposentadoria, líquidos de impostos - Plano de saúde			
Saldo em 1º de janeiro	(987)	-	-
Mudança de Prática Contábil - SFAS 158	-	(987)	-
Outras reduções (aumentos)	89	-	-
Efeito tributário	(30)	-	-
Saldo em 31 de dezembro	(928)	(987)	-

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações contábeis consolidadas.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO (Continuação)

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2007, 2006 e 2005

Em Milhões de Dólares Norte-americanos (exceto os valores por ação)

	Exercício findo em 31 de dezembro		
	2007	2006	2005
Ganhos (perdas) a apropriar sobre títulos disponíveis para venda, líquidos de impostos			
Saldo em 1º de janeiro	446	356	460
Ganhos (perdas) a realizar	(174)	137	(158)
Efeito tributário	59	(47)	54
Saldo em 31 de dezembro	331	446	356
Perda não reconhecida em hedge de fluxo de caixa, líquida de impostos			
Saldo em 1º de janeiro	(2)	-	-
Perdas a realizar	(7)	(3)	-
Efeito tributário	-	1	-
Saldo em 31 de dezembro	(9)	(2)	-
Lucros acumulados apropriados			
Reserva legal			
Saldo em 1º de janeiro	3.045	2.225	1.520
Transferência de lucros acumulados não apropriados, líquidos de ganho ou perda na conversão	1.252	820	705
Saldo em 31 de dezembro	4.297	3.045	2.225
Reserva de lucros a distribuir			
Saldo em 1º de janeiro	20.074	17.439	9.688
Aumento de capital	(1.647)	(6.969)	-
Transferência de lucros acumulados não apropriados, líquidos de ganho ou perda na conversão	11.853	9.604	7.751
Saldo em 31 de dezembro	30.280	20.074	17.439
Saldo em 31 de dezembro	30.280	20.074	17.439
Reserva estatutária			
Saldo em 1º de janeiro	585	431	318
Aumento de capital	(492)	-	-
Transferência de lucros acumulados não apropriados, líquidos de ganho ou perda na conversão	193	154	113
Saldo em 31 de dezembro	286	585	431
Total de lucros acumulados apropriados	34.863	23.704	20.095
Lucros acumulados a apropriar			
Saldo em 1º de janeiro	10.541	11.968	13.199
Lucro líquido do exercício	13.138	12.826	10.344
Dividendos e juros sobre o capital próprio (por ação: 2007 - US\$ 0,35 (*) para ações ordinárias e preferenciais; 2006 - US\$ 0,42 (*) para ações ordinárias e preferenciais; 2005 - US\$ 0,34 (*) para ações ordinárias e preferenciais)	(3.060)	(3.660)	(2.982)
Apropriação de reserva de incentivos fiscais	(703)	(15)	(24)
Apropriação de reservas	(13.298)	(10.578)	(8.569)
Saldo em 31 de dezembro	6.618	10.541	11.968
Total do patrimônio líquido	65.179	44.299	32.917
O lucro (prejuízo) abrangente é composto como segue:			
Lucro líquido do exercício	13.138	12.826	10.344
Ajustes acumulados de conversão	10.357	3.230	3.107
Ajuste de reservas de benefícios pós-aposentadoria, líquidos de impostos - planos de pensão	508	(25)	45
Ajustes de reservas de benefícios pós-aposentadoria líquido de impostos - plano de saúde	59	-	-
Ganhos (perdas) a realizar sobre títulos disponíveis para venda	(115)	90	(104)
Perda não reconhecida em hedge de fluxo de caixa	(9)	(2)	-
Lucro abrangente total	23.938	16.119	13.392

(*) Considera o efeito de um desdobramento de ações de 1 para 2, realizado em 25 de abril de 2008 (vide Nota 26 (b)).

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações contábeis consolidadas.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

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 ainda 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 efetuadas pela administração incluem: reservas de petróleo e gás, passivos de planos de pensão e de saúde, obrigações ambientais, depreciação, exaustão e amortização, custos de abandono, contingências, imposto de renda e contribuição social. Embora a Companhia utilize suas melhores estimativas e julgamentos, os resultados reais podem apresentar variações 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.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

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 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 práticas contábeis adotadas no Brasil 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).

Os valores expressos em dólares norte-americanos para os períodos apresentados foram convertidos com base nos valores em reais, de acordo com o Pronunciamento sobre Normas de Contabilidade Financeira SFAS Nº 52 - Conversão de Moeda Estrangeira (“SFAS 52”), 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 sendo reconhecidos no resultado. Embora a Petrobras tenha adotado o dólar norte-americano para a apresentação de suas demonstrações contábeis, sua moeda funcional, assim como a de todas as suas controladas brasileiras, é o real. A moeda funcional da PifCo e de algumas das sociedades de propósito específico é o dólar norte-americano; a moeda funcional da Petrobras Energía Participaciones S.A. - PEPSA é o peso argentino.

A Companhia converteu todos os ativos e passivos para dólares norte-americanos à taxa de câmbio corrente (R\$1,771 e R\$2,138 para US\$1,00 em 31 de dezembro de 2007 e de 2006, respectivamente), e todas as contas nas demonstrações do resultado e do fluxo 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\$10.357 em 2007 (2006 - US\$3.230 e 2005 - US\$3.107), 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.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

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) Base 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 administrativo, ou (b) a Companhia se considera a principal beneficiária de uma entidade com participações variáveis, de acordo com FIN 46(R).

A seguir são apresentadas as empresas controladas e entidades com participações variáveis, que são incluídas na consolidação:

Empresas controladas	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 (1)	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	Transporte
Downstream Participações Ltda. e subsidiárias	Refino e distribuição
Petrobras Netherlands BV - PNBV e subsidiárias	Exploração e Produção
Petrobras Comercializadora de Energia Ltda. - PCEL	Energia
Petrobras Negócios Eletrônicos S.A. - E-Petro e subsidiárias	Corporativa
5283 Participações Ltda.	Corporativa
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	Corporativa
FAFEN Energia S.A.	Energia
Baixada Santista Energia Ltda.	Energia
Sociedade Fluminense de Energia Ltda. - SFE	Energia
Termoaçu S.A.	Energia
Termobahia S.A.	Energia
Termoceará Ltda.	Energia
Termorio S.A.	Energia
Termomacaé Ltda.	Energia
Termomacaé Comercialização de Energia Ltda.	Energia
Ibiritermo S.A.	Energia
Usina Termelétrica de Juiz de Fora S.A.	Energia

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

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) Base de consolidação (Continuação)

Entidades de propósito específico consolidadas de acordo com o FIN46(R)	Atividade
Albacora Japão Petróleo Ltda.	Exploração e Produção
Barracuda & Caratinga Leasing Company B.V.	Exploração e Produção
Companhia Petrolífera Marlim	Exploração e Produção
NovaMarlim Petróleo S.A.	Exploração e Produção
Cayman Cabiunas Investments Co.	Exploração e Produção
Cia. de Desenvolvimento e Modernização de Plantas Industriais - CDMPI	Exploração e Produção
Companhia Locadora de Equipamentos Petrolíferos S.A. - CLEP	Exploração e Produção
PDET Offshore S.A.	Exploração e Produção
Companhia de Recuperação Secundária S.A.	Exploração e Produção
Nova Transportadora do Nordeste S.A.	Transportes
Nova Transportadora do Sudeste S.A.	Transportes
Gasene Participações Ltda.	Transportes
Manaus Geração Termelétrica Participações Ltda.	Energia
Blade Securities Limited.	Corporativa
Codajás Coari 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 (2)	Corporativa

(1) A Braspetro Oil Company (BOC) exerceu sua opção de compra de todas as ações da EVM Leasing Co em 18 de junho de 2007 (ver Nota 14). A EVM Leasing Co. foi consolidada de acordo com ARB 51, com início em junho de 2007. Consolidada de acordo com FIN 46(R), com início em 31 de dezembro de 2003 até maio de 2007.

(2) Em 31 de dezembro de 2007, a Companhia mantinha recursos investidos no Fundo de Investimento em Direitos Creditórios não-padronizados do Sistema Petrobras - "FIDC-NP"). Esse fundo de investimento tem o propósito de adquirir direitos creditórios, exercidos e/ou não, de operações conduzidas pelas companhias no Sistema Petrobras, e visa otimizar a administração financeira dos fundos da Companhia.

(*) A Usina Termelétrica Nova Piratininga foi dissolvida em virtude da extinção do Consórcio Piratininga - São Paulo, logo a Termelétrica Nova Ipiranga Limitada não foi incluída nas demonstrações contábeis consolidadas de 31 de dezembro de 2007.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

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 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.

(e) Estoques

Os estoques estão demonstrados como segue:

- As matérias-primas compreendem principalmente os estoques de petróleo bruto, que estão demonstrados pelo valor de custo ou mercado, dos dois o menor;
- 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; as importações em andamento são demonstradas ao custo identificado.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

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) Participação 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 reconhecer a participação proporcional da Companhia nos resultados da investida, reduzida pelo 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 a 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.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

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 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.

- Custos de exploração

Poços de exploração nos quais se encontram petróleo e gás em áreas que necessitem 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 enquadrem 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 para produção são capitalizados.

- Custos de produção

Os custos com poços produtivos são contabilizados em estoques e debitados em resultados na venda dos produtos.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

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 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.

- Depreciação, exaustão e amortização

A depreciação, exaustão e amortização de custos de instalações de produção são registradas pelo método de unidades produzidas, individualmente por campo, em relação à reservas desenvolvidas provadas. As plataformas de produção arrendadas, não vinculado aos respectivos poços, são depreciadas pelo método linear considerando a vida útil estimada das plataformas. 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 relação à produção de reservas provadas e desenvolvidas de cada campo produtor. O método linear é utilizado para ativos cuja vida útil estimada é menor que a do campo.

Os demais bens do imobilizado são depreciados pelo método linear com base nas seguintes vidas úteis estimadas:

Edificações e benfeitorias	25-40 anos
Equipamentos e outros ativos	3-30 anos
Plataformas	15-25 anos
Gasodutos	30 anos

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

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)

- Perda na recuperação de ativos

De acordo com o SFAS N° 144 - Contabilização de Perdas na Recuperação de Ativos de Longo Prazo (“SFAS 144”), 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.

- Manutenção e reparos

Os custos efetivos de manutenção, incluindo revisões em refinarias e embarcações, bem como outros gastos de manutenção e reparos, são levados a resultado quando incorridos.

- Capitalização de juros

Os juros são capitalizados de acordo com o SFAS N° 34 - Capitalização de Despesa de Juros (“SFAS 34”). 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 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.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em Milhões de Dólares Norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

2. Sumário das Principais Práticas Contábeis (Continuação)

(h) Receitas, custos e despesas

As receitas de venda de petróleo bruto, derivados de petróleo, produtos petroquímicos e outros produtos são reconhecidos pelo regime de competência quando da transferência de propriedade para o cliente. As receitas de vendas de gás natural são contabilizadas quando esse produto é transferido ao cliente. 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.

(i) Imposto de renda e contribuição social

A Companhia contabiliza o imposto de renda e a contribuição social de acordo com o SFAS Nº 109 - Contabilização de Imposto de Renda ("SFAS 109"), que estabelece uma abordagem ativa e passiva para registro de impostos correntes e diferidos. Os efeitos das diferenças entre as bases tributárias dos ativos e passivos e os valores reconhecidos nas demonstrações contábeis foram tratados como diferenças temporárias para fins de contabilização de imposto de renda e contribuição social diferidos.

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 do que improvável".

(j) Benefícios pós-aposentadoria de empregados

A Companhia patrocina um plano de pensão de benefício definido com cobertura substancial a todos seus funcionários, contabilizado de acordo com o SFAS Nº 87 - Contabilização de Planos de Pensão por Parte dos Empregadores ("SFAS 87") e SFAS 158 - "Contabilização pelos Empregadores dos Planos de Aposentadoria com Benefício Definido e outros Planos Pós-aposentadoria - aditamento aos Pronunciamentos FASB Nos. 87, 88, 106 e 132(R)" ("SFAS 158"). As divulgações relativas ao plano são feitas de acordo com o Pronunciamento FASB nº 132-R, "Informações Divulgadas pelos Empregadores sobre Aposentadoria e Outros Benefícios Pós-aposentadoria" ("SFAS Nº 132-R").

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em Milhões de Dólares Norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

2. Sumário das Principais Práticas Contábeis (Continuação)

(j) Benefícios pós-aposentadoria de empregados (Continuação)

Adicionalmente, a Companhia proporciona certos benefícios de saúde para funcionários aposentados e seus dependentes. O custo desses benefícios é reconhecido de acordo com o SFAS Nº 106 - Benefícios Pós-Aposentadoria, exceto Pensão (“SFAS 106”) e “SFAS 158”.

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.

(k) Lucros por ação

Os lucros por ação são computado 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 17(b).

(l) Contabilização de derivativos e operações de hedge

A Companhia adota o Pronunciamento SFAS Nº 133 - Contabilização de Instrumentos Financeiros Derivativos e Operações de Hedge, juntamente com suas alterações e interpretações, referidos coletivamente neste instrumento como “SFAS 133”. O SFAS 133 estabelece que todos os instrumentos derivativos devem ser contabilizados no balanço da Companhia, tanto no ativo quanto no passivo, e mensurado pelo valor justo. O SFAS 133 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”.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em Milhões de Dólares Norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

2. Sumário das Principais Práticas Contábeis (Continuação)

(l) Contabilização de derivativos e operações de hedge (Continuação)

A Companhia se utiliza de instrumentos financeiros derivativos para fins de “hedging” econômico com o objetivo de reduzir o risco da ocorrência de variações desfavoráveis nos preços de compra para 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 derivativos para fins de “hedging” econômico 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”.

Para operações de *hedge* de fluxo de caixa, 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 no resultado.

(m) Pronunciamentos contábeis recentemente emitidos

- **Pronunciamento FASB No. 157, Medições do Valor Justo (“SFAS 157”)**

Em setembro de 2006, o FASB divulgou o SFAS 157, que entrou em vigor a partir de 1º de janeiro de 2008. Esta regra define o valor justo, determina os critérios para medição do valor justo e amplia as divulgações relativas às medições de valor justo. O SFAS 157 não exige que novos itens sejam medidos a valor justo, porém será aplicável aos ativos e passivos que devem ser contabilizados pelo valor justo, conforme requerido pelos demais pronunciamentos contábeis em vigor.

A Companhia não prevê impacto significativo, além de evidências adicionais, em suas demonstrações financeiras consolidadas.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

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 (Continuação)

- **Posição do Staff do FASB FAS N° 157-1, Aplicação do SFAS 157 para o Pronunciamento FASB N° 13, Contabilidade para arrendamento mercantil, e Pronunciamentos Contábeis Relacionados (“FSP 157-1”)**

Em fevereiro de 2008, o FASB emitiu o FSP 157-1, que entrou em vigor para a Companhia em 1° de janeiro de 2008. Esse FSP exclui o FASB N° 13, Contabilidade para Arrendamentos Mercantis, e pronunciamentos contábeis relacionados, dos requerimentos do SFAS 157, exceto para transações de arrendamento mercantis oriundas de combinações de negócios. A Companhia não espera qualquer impacto significativo em suas demonstrações contábeis consolidadas.

- **Posição do Staff do FASB N° 157-2, Data de Efetividade do SFAS 157 (“FSP 157-2”)**

Em fevereiro de 2008, o FASB emitiu o FSP 157-2, que adia a data de adoção do SFAS 157 de 1° de janeiro de 2008, para todos os ativos não-financeiros e passivos não-financeiros, exceto aqueles reconhecidos ou divulgados ao valor justo nas demonstrações financeiras de forma recorrente (pelo menos anualmente), até 1° de janeiro de 2009. A Companhia não espera qualquer impacto significativo em suas demonstrações contábeis consolidadas.

- **Pronunciamento FASB 159 “A Opção do Valor Justo para os Ativos e Passivos Financeiros” (“SFAS 159”)**

Em fevereiro de 2007, o FASB emitiu o SFAS 159, que permite a mensuração de determinados instrumentos financeiros a valor justo. As empresas poderão optar pela mensuração a valor justo desde que a escolha atenda a determinadas datas estabelecidas pelo pronunciamento. Os ganhos e perdas não realizados serão reconhecidos a cada período de reporte. O SFAS 159 entra em vigor para os exercícios fiscais iniciados após 15 de novembro de 2007. A Companhia não espera qualquer impacto significativo em suas demonstrações contábeis consolidadas.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

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 (Continuação)

- **Pronunciamento FASB No. 141 (revisto em 2007), Combinações de Negócios (“SFAS 141-R”)**

Em dezembro de 2007, a FASB emitiu o SFAS 141-R, que entrará em vigor para transações de combinações de negócio que ocorrerem em 1º de janeiro de 2009 ou após essa data. Essa norma exige que numa combinação de negócios a entidade adquirente reconheça na data de aquisição os ativos adquiridos, os passivos assumidos e qualquer participação minoritária adquirida pelo valor justo. O SFAS 141-R muda o tratamento contábil para os seguintes itens: custos relacionados à aquisição e custos de reestruturação que devem ser lançados em despesas quando incorridos; gastos com pesquisa e desenvolvimento em processo devem ser registrados a valor justo como um ativo intangível com vida útil indefinida na data de aquisição; movimentação, após aquisição, da provisão para perda do ativo fiscal diferido e incertezas de imposto de renda que devem ser reconhecidas na despesa com imposto de renda; passivos contingentes adquiridos devem ser registrados ao valor justo, na data de aquisição, e posteriormente devem ser avaliados pelo valor justo ou pelo valor determinado por outro pronunciamento existente referente a contingências não-adquiridas, o que for maior. O SFAS 141-R também inclui um número substancial de novas exigências de divulgação. O impacto na aplicação de SFAS 141-R nas demonstrações contábeis consolidadas dependerá das combinações de negócios que ocorrerem em 2009 e nos anos subseqüentes.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

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 (Continuação)

- **Pronunciamentos FASB N° 160, Participações Não-Controladoras em Demonstrações Contábeis Consolidadas, uma alteração do ARB No. 51 (“SFAS 160”)**

Em dezembro de 2007, a FASB emitiu SFAS 160, que estabelece novas normas diretrizes para a contabilização e reporte de participações minoritárias e para a desconsolidação de uma subsidiária. O SFAS 160 estabelece que as participações minoritárias devem ser classificadas no patrimônio líquido nas demonstrações contábeis consolidadas, separadamente do patrimônio líquido da controladora. O lucro líquido atribuível à participações minoritárias devem ser incluídos no lucro consolidado na demonstração de resultado do exercício. Determinadas alterações nas participação acionárias devem ser contabilizadas como transações patrimoniais, e, quando a subsidiária é desconsolidada, qualquer participação minoritária na ex-subsidiária deve ser inicialmente medida a valor justo. O SFAS 160 também amplia as exigências de divulgação relacionadas às participações da controladora e suas respectivas participações minoritárias. O SFAS 160 entrará em vigor nos anos fiscais, e nos períodos intermediários relacionados aos anos fiscais, que se iniciam em 15 de dezembro de 2008, ou após essa data. As apresentações da demonstração de resultado e do balanço patrimonial serão significativamente alteradas pela aplicação de SFAS 160.

(n) Pronunciamentos contábeis recentemente adotados

- **Interpretação FASB No. 48, Contabilização da Incerteza no Imposto de Renda, uma Interpretação do Pronunciamento FASB 109 (“FIN 48”)**

Em julho de 2006, o FASB emitiu o FIN 48, que entrou em vigor em 1º de janeiro de 2007 (ver Nota 3).

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

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 2007, 2006 e 2005.

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		
	2007	2006	2005
Lucro antes do imposto de renda, da contribuição social, da participação minoritária e do item extraordinário:			
Brasil	19.536	18.590	13.739
Internacional	(237)	571	853
	<u>19.299</u>	<u>19.161</u>	<u>14.592</u>
Despesa de imposto de renda às alíquotas nominais	(6.562)	(6.515)	(4.961)
Ajustes para obtenção da alíquota efetiva:			
Benefícios pós-aposentadoria e plano de saúde não dedutíveis	(315)	(277)	(244)
Mudanças em provisão para perdas sobre valor de realização	(309)	101	76
Receitas estrangeiras sujeitas a alíquotas fiscais diferentes	(199)	(147)	(57)
Créditos fiscais de companhias no exterior	(266)	(27)	24
Benefício fiscal sobre juros sobre capital próprio (Nota 17(b))	998	994	791
Incentivo fiscal ⁽¹⁾	712	138	126
Outros	53	42	(148)
Despesa de imposto de renda e contribuição social	<u>(5.888)</u>	<u>(5.691)</u>	<u>(4.441)</u>

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

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)

- (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 e a Petrobras reconheceu o valor de US\$601 referente aos incentivos no Nordeste, no âmbito da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE), que concedem uma redução de 75% do imposto de renda devido, calculado sobre o lucro da exploração de atividades incentivadas. O valor remanescente se refere a outros incentivos como incentivo cultural, incentivo a funcionários para programas de alimentação, entre outros. Esses incentivos foram contabilizados pelo método de alocação integral no resultado (“flow through method”).

A tabela a seguir demonstra o imposto de renda nacional e internacional e (despesa) benefício atribuído ao resultado das operações:

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2007	2006	2005
Brasil:			
Corrente	(4.473)	(4.758)	(3.973)
Diferido	(991)	(679)	(179)
	(5.464)	(5.437)	(4.152)
Internacional:			
Corrente	(353)	(253)	(250)
Diferido	(71)	(1)	(39)
	(424)	(254)	(289)
Despesa de imposto de renda e contribuição social	(5.888)	(5.691)	(4.441)

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

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 créditos fiscais diferidos de imposto de renda e contribuição social sobre o lucro, decorrentes dos prejuízos fiscais acumulados da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. - TBG, controlada da subsidiária Gaspetro, totalizavam US\$354 em 31 de dezembro de 2007, que estão disponíveis para compensar receita futura tributável, limitados a 30% da receita tributável em qualquer exercício individual. Esses prejuízos fiscais foram acumulados entre 1999 e 2002 e podem ser transportados indefinidamente no Brasil. Com base no nível da receita tributável e projeções para receita tributável futura ao longo dos períodos para os quais os ativos fiscais diferidos são dedutíveis, a administração acredita que é mais provável que realizará benefícios fiscais num prazo de dez anos no máximo.

Petrobras America Inc. possui créditos fiscais no valor de US\$ 669 em 31 de dezembro de 2007, disponíveis para compensar futuros lucros tributáveis até 2027, caso houver.

A PEPSA também possui créditos fiscais no valor de US\$7 em 31 de dezembro de 2007, a serem compensados com lucros tributáveis. Esses prejuízos fiscais decorreram principalmente de prejuízos operacionais incorridos durante a crise argentina de 2001 e 2002.

Todos os impostos diferidos ativos e passivos registrados estão principalmente relacionados ao Brasil e não há impostos diferidos ativos e passivos significativos de localizações internacionais. Não há *netting* de impostos diferidos entre jurisdições.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

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:

	31 de dezembro	
	2007	2006
Ativo circulante		
Estoques	(4)	101
Obrigações de arrendamento mercantil	(33)	53
Provisão para participação nos resultados	177	159
Benefícios pós-aposentadoria de funcionários	130	65
Outras diferenças temporárias	228	295
	<u>498</u>	<u>673</u>
Passivo circulante		
Outras diferenças temporárias	(7)	(28)
	<u>(7)</u>	<u>(28)</u>
Imposto diferido ativo de curto prazo, líquido	<u>491</u>	<u>645</u>
Imposto diferido passivo de curto prazo	<u>(7)</u>	<u>(8)</u>
Impostos ativos diferidos de curto prazo	<u>498</u>	<u>653</u>
Realizável a longo prazo		
Obrigações com benefícios pós-aposentadoria, líquidas de ajustes das reservas de benefícios pós-aposentadoria acumulados	2.065	2.101
Encargos diferidos	141	159
Prejuízos fiscais a compensar	335	514
Investimentos	66	53
Obrigações de arrendamento mercantil	42	51
Reavaliação de estoques	22	37
Instrumentos derivativos	(1)	11
Provisão para devedores duvidosos	76	47
Provisão para contingências	104	67
Projetos estruturados	(100)	95
Outras diferenças temporárias, não significativas individualmente	250	328
Provisão para perdas sobre valor de realização	(373)	(426)
	<u>2.627</u>	<u>3.037</u>
Exigível a longo prazo		
Custos de exploração e desenvolvimento capitalizados	(5.810)	(4.041)
Imobilizado	(1.494)	(1.140)
Hedge	(4)	(21)
Investimentos	(190)	(88)
Efeito fiscal sobre perdas não realizadas de títulos disponíveis para venda	(78)	(186)
Outras diferenças temporárias, não significativas individualmente	162	(416)
	<u>(7.414)</u>	<u>(5.892)</u>
Imposto diferido passivo de longo prazo, líquido	<u>(4.787)</u>	<u>(5.855)</u>
Imposto diferido ativo de longo prazo	<u>15</u>	<u>61</u>
Imposto diferido passivo de longo prazo	<u>(4.802)</u>	<u>(2.916)</u>
Imposto diferido passivo líquido	<u>(4.296)</u>	<u>(2.210)</u>

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

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)

Anualmente a administração avalia a gestão dos seus impostos diferidos ativos, levando em consideração, entre outros elementos, a projeção de futuros resultados tributáveis, o planejamento tributário, as datas de vencimento do imposto perda compensação, prevista inversão das diferenças temporárias e o nível de histórico das receitas tributáveis. Todas as evidências disponíveis, tanto positivas como negativas, são devidamente ponderados e considerados na análise. Baseado na análise da Companhia, a administração acredita que é mais provável do que não que a Companhia vai realizar os benefícios dessas diferenças dedutíveis, líquidas do subsídio no valor existente em 31 de dezembro de 2007. O valor dos impostos diferidos ativos considerados como realizável poderá, no entanto, ser reduzido se forem reduzidas as estimativas de lucro tributável futuro. 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 2007, 2006 e 2005:

	Exercício findo em 31 de dezembro,		
	2007	2006	2005
Saldo em 1º de janeiro	(426)	(524)	(596)
Adições	(320)	-	-
Reduções alocadas à despesa de imposto de renda	12	101	76
Reduções alocadas a ágio	168	-	-
Reduções devido à expiração	209	-	-
Ajustes de conversão acumulados	(16)	(3)	(4)
Saldo em 31 de dezembro	(373)	(426)	(524)

A redução na provisão para valor de realização em 2007 dizia respeito basicamente à PEPSA, da qual foi alocado um benefício fiscal de US\$168 de forma a reduzir o ágio do ativo diferido não reconhecido anteriormente na data de aquisição. A maior parte do saldo dizia respeito à redução do ativo fiscal bruto diferido bem como à respectiva provisão para valor de realização, em razão do vencimento dos créditos fiscais diferidos e não utilizados da PEPSA.

Os benefícios fiscais reconhecidos posteriormente com relação à provisão para valor de realização dos créditos fiscais diferidos em 31 de dezembro de 2007, serão alocados em grande parte ao benefício do imposto de renda que constaria de demonstração consolidada de resultados.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

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\$117 sobre os resultados não distribuídos de suas operações no exterior, os quais se originaram em 2007 e em anos anteriores, visto que a Companhia considera que tais rendimentos serão reinvestidos sem prazo determinado. Um passivo fiscal diferido será reconhecido quando a Companhia deixar de manifestar sua pretensão de reinvestir de forma indefinida os lucros não distribuídos. Os lucros não distribuídos destas subsidiárias eram de cerca de US\$779 em 31 de dezembro de 2007.

Em julho de 2006, o Conselho de Normas Contábeis Financeiras (FASB) emitiu a Interpretação do FASB N° 109” (FIN 48). Essa interpretação dá orientação sobre reconhecimento, classificação e divulgação referente a passivos fiscais incertos. A avaliação de uma posição fiscal exige reconhecimento de um benefício fiscal se for mais provável que seja sustentado mediante exame. A Companhia adotou essa Interpretação em 1 de janeiro de 2007. A adoção não teve um impacto significativo sobre as demonstrações contábeis consolidadas da Petrobras.

Em 1° de janeiro de 2007 e para o período de doze meses findo em 31 de dezembro de 2007, a Companhia não teve quaisquer benefícios fiscais não-reconhecidos. Além disso, a Companhia não espera que o valor de benefícios fiscais não-reconhecidos mude significativamente nos próximos doze meses.

A Companhia e suas subsidiárias arquivaram declarações de imposto de renda no Brasil e em diversas jurisdições estrangeiras. As declarações de imposto de renda brasileiras e argentinas estão abertas a exame pelas respectivas autoridades fiscais para os exercícios com início em 2002. A Companhia registra juros relacionados a benefícios fiscais não-reconhecidos em despesas e multas em outras despesas operacionais. Em 1° de janeiro de 2007, e para o período de doze meses findo em 31 de dezembro de 2007, a Companhia não acumulou juros e multas relacionadas a benefícios fiscais não-reconhecidos.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em Milhões de Dólares Norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

4. Caixa e Equivalentes a Caixa

	Em 31 de dezembro	
	2007	2006
Caixa	1.241	1.692
Fundos de investimento - em reais (1)	2.279	4.072
Fundo de investimento - em dólares norte-americanos (2)	3.467	6.924
	6.987	12.688

(1) Representado basicamente por títulos públicos federais com liquidez imediata e seu portfólio está 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.

5. Títulos e Valores Mobiliários

	Em 31 de dezembro	
	2007	2006
Classificação:		
Disponíveis para venda	2.036	185
Para negociação	127	112
Mantidos até o vencimento	248	143
	2.411	440
Menos: parcela circulante de títulos e valores mobiliários	(267)	(346)
Parcela de longo prazo de títulos e valores mobiliários	2.144	94

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em Milhões de Dólares Norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

Os títulos e valores mobiliários correspondem a valores investidos pela Companhia em um fundo exclusivo, excluindo os títulos próprios da Companhia, que são considerados recomprados. O fundo exclusivo é consolidado, e os títulos de dívida e patrimoniais da carteira são classificados como títulos para negociação ou disponíveis para venda segundo o SFAS 115, de acordo com a intenção da administração. Os títulos para negociação compõem-se principalmente de títulos nacionais comprados e vendidos freqüentemente com o objetivo de criar margens de curto prazo para alterações nos preços de mercado. Os títulos disponíveis para venda compõem-se principalmente de contratos de Título de Crédito Líquido (LCN) e outros papéis que a Companhia não espera no momento negociar ativamente. Títulos para negociação são apresentados como ativo circulante devido à expectativa de utilização no curto prazo, a fim de fazer face a necessidades de caixa. Os títulos disponíveis para venda são apresentados como “Outros ativos”, uma que vez que não se espera vendê-los ou liquidá-los nos próximos doze meses.

Em de 31 de dezembro de 2007 a Petrobras possuía um saldo de US\$1.907 relativo a Notas do Tesouro Nacional da série B, as quais foram contabilizadas como títulos disponíveis para venda de acordo com o SFAS 115. As Notas do Tesouro Nacional da série B serão utilizadas no futuro a título de garantia dos acordos de longo prazo celebrados com a Petros, plano de pensão da Petrobras (veja Nota 16 (b)). O valor nominal das NTN-Bs é reajustado com base nas variações do IPCA. As datas de vencimento destas notas vão de 2024 a 2035 e os cupons relativos aos juros serão pagos semestralmente com base nas taxas estabelecidas para as operações de compra, variando de 6,12% a 7,20% ao ano.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em Milhões de Dólares Norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

5. Títulos e Valores Mobiliários (Continuação)

As aplicações em títulos de bancos e empresas privadas possuem vencimento até 2014 e rendimento de juros de 5,81% a.a até 8,50 % a.a.

Os Certificados B que foram recebidos pela Brasoil por conta da venda de plataformas em 2000 e 2001, têm vencimentos semestrais até 2011 e rendem juros equivalentes à taxa Libor mais 2,5% a.a. até 4,25% a.a.

6. Contas a Receber, Líquidas

As contas a receber líquidas, são compostas da seguinte forma:

	Em 31 de dezembro	
	2007	2006
Clientes	9.295	7.944
Menos: Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(1.290)	(1.120)
	8.005	6.824
Menos: Contas a receber de longo prazo, líquidas	(1.467)	(513)
Contas a receber de curto prazo, líquidas	6.538	6.311

	Em 31 de dezembro		
	2007	2006	2005
Provisão para créditos de liquidação duvidosa			
Saldo em 1º de janeiro	(1.120)	(1.063)	(904)
Adições	(215)	(78)	(118)
Baixas	160	60	10
Ajustes acumulados de conversão	(115)	(39)	(51)
Saldo em 31 de dezembro	(1.290)	(1.120)	(1.063)
Provisão para contas a receber de curto prazo	(746)	(584)	(196)
Provisão para contas a receber de longo prazo	(544)	(536)	(867)

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em Milhões de Dólares Norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

6. Contas a Receber, Líquidas (Continuação)

Em 31 de dezembro de 2007 e 2006, as contas a receber de longo prazo incluem os montantes de US\$616 e US\$608, respectivamente, referentes a 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 e com o objetivo de evitar mais atrasos na construção/transformação das embarcações e conseqüentes 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\$544 e US\$536, em 31 de dezembro de 2007 e 2006, respectivamente.

7. Estoques

	Em 31 de dezembro	
	2007	2006
Produtos		
Derivados de petróleo	2.493	2.220
Álcool combustível	181	160
	2.674	2.380
Matérias-primas, principalmente petróleo bruto	4.818	2.989
Materiais e suprimentos	1.681	1.274
Outros	110	140
	9.283	6.783
Estoques circulantes	9.231	6.573
Estoques de longo prazo	52	210

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

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:

	31 de dezembro	
	2007	2006
Local:		
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - (ICMS) (1)	2.173	1.980
Imposto de renda e contribuição social	527	518
PASEP/COFINS (2)	2.772	1.124
Imposto sobre valor agregado - (IVA)	243	108
Outros impostos a recuperar	250	155
	5.965	3.885
Menos: impostos a recuperar a longo prazo	(2.477)	(1.292)
Impostos a recuperar a curto prazo	3.488	2.593

(1) Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços - (ICMS) são créditos gerados por operações comerciais e pela aquisição de imobilizado e pode ser compensado com 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.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

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					
	2007	2006				
	Custo	Depreciação acumulada	Líquido	Custo	Depreciação acumulada	Líquido
Edificações e benfeitorias	3.492	(1.151)	2.341	2.422	(935)	1.487
Ativos de petróleo e gás	37.224	(14.357)	22.867	26.274	(10.605)	15.669
Equipamentos e outros ativos	44.947	(21.809)	23.138	34.654	(16.996)	17.658
Arrendamento de imobilizado – plataformas e navios	2.199	(1.000)	1.199	2.660	(1.322)	1.338
Direitos e concessões	2.655	(619)	2.036	1.828	(336)	1.492
Terrenos	390	-	390	262	-	262
Materiais	2.015	-	2.015	1.253	-	1.253
Projetos de expansão: Imobilizado em curso	13.558	-	13.558	10.457	-	10.457
Exploração e produção	9.371	-	9.371	5.143	-	5.143
Abastecimento	6.023	-	6.023	3.095	-	3.095
Gás e energia	291	-	291	190	-	190
Distribuição	1.144	-	1.144	549	-	549
Internacional	150	-	150	304	-	304
Corporativo						
	123.459	(38.936)	84.523	89.091	(30.194)	58.897

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

9. Imobilizado, Líquido (Continuação)

(a) Lei dos Hidrocarbonetos da Bolívia

Em 1º de maio de 2006 entrou em vigor na Bolívia o Decreto Supremo 28.701, que nacionalizou os recursos naturais bolivianos de hidrocarbonetos, obrigando as companhias que produziam gás e petróleo a transferirem propriedade de toda a produção de hidrocarbonetos à YPFB.

Adicionalmente, de acordo com esse decreto, o Governo Boliviano nacionalizou as ações necessárias para a YPFB controlar, com o mínimo de 50% mais 1 ação, a Petrobras Bolívia Refinación S.A. - PBR, na qual a Petrobras detinha participação indireta de 100% (Petrobras International Braspetro B.V. - 51% e Petrobras Energía S.A. - 49%).

Em 28 de outubro de 2006, a Petrobras Bolívia e seus sócios firmaram com a YPFB contratos de operação dos blocos San Alberto, San Antonio, Rio Hondo e Ingre, que são operados pela Petrobras, os quais foram registrados e entraram em vigor em 02 de maio de 2007. Esses contratos estabelecem que as receitas, royalties, participações, IDH, transporte e compressão serão absorvidos pela YPFB, devendo ser reembolsados ao titular (Petrobras) os custos de produção e os investimentos realizados pela Companhia, além do pagamento da remuneração calculada de acordo com a tabela de participação variável especificada nos contratos.

Em 31 de agosto de 2007, foi promulgada a Lei No. 3.740 sobre o Desenvolvimento Sustentável do Setor de Hidrocarbonetos, o qual revogou o *“Impuesto a las Utilidades Extraordinárias por Extracción de Recursos Naturales no Renovables”* e capacitou a YPFB a participar das receitas decorrentes dos contratos operacionais mencionados acima.

Em 25 de junho de 2007, foi assinado o contrato de compra das ações da PBR, com a transferência de todas as ações para a YPFB pelo montante de US\$112 em 2 parcelas, já liquidadas em 11 de junho de 2007 e em 13 de agosto de 2007. O ganho de capital apurado pela Petrobras na venda das ações da PBR encontra-se registrado em “Outras despesas, líquidas” no montante de US\$37, em 31 de dezembro de 2007.

Adicionalmente, o contrato estabelece que o lucro líquido apurado pela PBR, no período de 1º de abril de 2007 a 25 de junho de 2007, será pago à vendedora até 31 de maio de 2008, tendo sido registrado um contas a receber no montante aproximado de US\$21.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

9. Imobilizado, Líquido (Continuação)

(a) Lei dos Hidrocarbonetos da Bolívia (Continuação)

Atualmente, a Petrobras encontra-se em vias de encerrar suas operações de distribuição de petróleo e gás na Bolívia.

Em 18 de dezembro de 2007, a Petrobras e a YPFB assinaram um comunicado conjunto prevendo novos investimentos para aumentar a produção de gás natural na Bolívia. O comunicado estabelece ainda as linhas gerais para a execução conjunta de uma série de projetos, com a possibilidade de incorporação de uma Sociedade de Economia Mista. Em outro acordo, Petrobras e YPFB definiram que para volumes entregues ao mercado interno superiores a 18% da produção provenientes dos novos projetos, haverá garantia de um preço de 50% do preço de exportação. YPFB e Petrobras também definiram um acordo sobre a fórmula para o pagamento dos líquidos contidos no gás natural comprado pela Petrobras por meio do contrato GSA, por um valor entre US\$100 e US\$180 por ano, conforme Ata de Reunião de Brasília de 14 de fevereiro de 2007, que serão pagos pela Petrobras a partir de maio de 2007.

(b) Nova Lei dos Hidrocarbonetos no Equador

No Equador, foi promulgada a Lei que aditou a Lei dos Hidrocarbonetos (Ley de Hidrocarburos) em abril de 2006 e regulamentada em julho de 2006, a qual determina que o Governo deverá ter uma participação mínima de 50% das receitas extraordinárias geradas pelos aumentos do preço de venda do petróleo Equatoriano, em comparação com o preço médio de venda mensal estabelecido no contrato, denominado na moeda do mês da liquidação.

Em janeiro de 2007, a EcuadorTLC, uma subsidiária da PESA, pagou o montante equivalente a US\$26, cobrado pelo Petroecuador para o período de abril a dezembro de 2006, e a partir dessa data, a EcuadorTLC começou a efetuar os pagamentos com base no critério estabelecido pela Petroecuador.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

9. Imobilizado, Líquido (Continuação)

(b) Nova Lei dos Hidrocarbonetos no Equador

Em julho de 2007, a Petroecuador notificou a EcuadorTLC sobre as diferenças no valor calculado para o campo Palo Azul referentes ao período de janeiro a junho de 2007 no valor equivalente a US\$16, usando um método diferente para calcular a divisão. A EcuadorTLC solicitou que a Petroecuador reconsidere o critério utilizado para o cálculo, já que confirma que havia aplicado o critério sugerido pelo Procurador Geral e o mesmo método de cálculo usado pela Petroecuador em janeiro e fevereiro de 2007.

Em 19 de outubro de 2007, a *Dirección Nacional de Hidrocarburos* (DNH) notificou a EcuadorTLC sobre uma nova cobrança, referente ao período de 25 de abril de 2006 a 31 de dezembro de 2006, incluindo juros, que implica uma despesa adicional de US\$30.

Em 18 de janeiro de 2008, a Petroecuador informou sobre a existência de uma dívida única de US\$66, correspondente às diferenças acumuladas entre abril de 2006 e dezembro de 2007. Suportada por argumentos legais, a EcuadorTLC S.A. considera a interpretação feita pela Petroecuador imprecisa, e com isso, nenhum encargo foi registrado nas demonstrações contábeis.

Em 18 de outubro de 2007, a Lei de Hidrocarbonetos foi alterada, aumentando a participação do Estado nos ganhos extraordinários no preço do óleo para 99%, dessa maneira reduzindo a participação das empresas petrolíferas para 1%. Em 28 de dezembro, a Assembléia Constituinte do Equador aprovou a Ley de Equidad Tributaria (Lei de Igualdade Tributária), que implementa uma reforma fiscal de grande porte, incluindo novos impostos, a partir de 1º de janeiro de 2008.

O conjunto de mudanças mencionadas alterou os termos estabelecidos pelas partes com relação à aprovação dos respectivos contratos de participação, afetando as projeções de desenvolvimento das operações no Equador e a capacidade de recuperar os investimentos realizados. Conseqüentemente, foi reconhecida uma provisão para perda na recuperação de ativos no valor de US\$174, com base em fluxos de caixa futuros derivados da utilização contínua dos ativos para ajustar o valor contábil ao seu valor de recuperação estimado.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

9. Imobilizado, Líquido (Continuação)

(c) SFAS No. 143 - Contabilização de obrigações por abandono de ativos

A Petrobras, desde 1º de janeiro de 2003, adota o SFAS no. 143 - Contabilização das obrigações por abandono de ativos ("SFAS 143"). Nos termos do SFAS 143, 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 na provisão de abandono:

	<u>Passivo</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2005	842
Despesas de juros	32
Obrigações incorridas	632
Obrigações liquidadas	(4)
Revisão da provisão	(112)
Ajuste acumulado de conversão	83
Saldo em 31 de dezembro de 2006	1.473
Despesas de juros	147
Obrigações incorridas	1.836
Obrigações liquidadas	(29)
Revisão da provisão	(401)
Ajuste acumulado de conversão	436
Saldo em 31 de dezembro de 2007	3.462

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

9. Imobilizado, Líquido (Continuação)

(d) Impairment

Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2007, 2006 e 2005, a Companhia registrou despesas com provisão para perda no valor de recuperação de ativos totalizando US\$271, US\$21 e US\$156, respectivamente. Durante 2007, a despesa com perda no valor de recuperação de ativos foi principalmente relacionada a investimentos internacionais (US\$226): no Equador (US\$174), devido às alterações fiscais e legais implementadas pelo governo daquele país, conforme mencionado anteriormente (ver Nota 9(b)); nos EUA (US\$39); e em Angola (US\$13). Durante 2006, a perda no valor de recuperação de ativos foi principalmente atribuída aos ativos em produção no Brasil, principalmente ao campo terrestre Córrego de Pedras, da Petrobras. Durante o exercício de 2005, tais despesas estiveram relacionadas, principalmente, a investimentos na Venezuela (US\$134), devido às mudanças legais e tributárias implementadas pelo Ministério de Energia e Petróleo (MEP) daquele país. (ver Nota 10 (b)).

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	
		2007	2006
Equivalência patrimonial	20 % - 50 % ⁽¹⁾	4.373 ⁽²⁾	1.883 ⁽³⁾
Participações disponíveis para venda	8% - 17 %	400	715
Participações avaliadas ao custo		339	664
Total		5.112	3.262

(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.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

10. Participações em Companhias não Consolidadas e Outros Investimentos (Continuação)

- (2) Conforme descrito nas Notas 18(a) e 18(b) também inclui investimentos no Grupo Ipiranga, no valor de US\$1.175, e na Suzano Petroquímica, no valor de US\$1.177.
- (3) Inclui US\$878 relacionados aos investimentos na Venezuela excluídos da consolidação em 2006 (ver Nota 10 (b)).

Em 31 de dezembro de 2007 e 2006, a Companhia mantinha participações em companhias de capital aberto: Braskem S.A., Petroquímica União S.A. - PQU e Companhia Petroquímica do Sul S.A. - Copesul, esta última somente em 31 de dezembro de 2006. Durante 2007, houve o fechamento de capital da Copesul e a Companhia aumentou sua participação de 15,80% para 20,79%. Então, em 31 de dezembro de 2007, esse investimento foi registrado de acordo com o método de equivalência patrimonial e detinha um saldo de US\$69 (em 31 de dezembro de 2006, esse investimento totalizou US\$418 e foi classificado como disponível para venda e registrado ao valor de mercado).

As participações da Companhia nas empresas acima mencionadas com ações negociáveis em bolsa, equivalentes a até 20% do capital votante total das mesmas, são classificadas como disponíveis para venda e registradas pelo valor de mercado. A Companhia registrou, sobre essas participações, perdas (ganhos) a realizar referentes à diferença entre o valor justo e o custo de aquisição desses investimentos no total de US\$433 e US\$548 em 31 de dezembro de 2007 e 2006, respectivamente. Esses ganhos não realizados estão refletidos como componente do patrimônio líquido, líquido de impostos, sendo que as alterações no saldo a realizar foram registradas como componente do resultado abrangente.

A Companhia possui ainda investimentos em outras empresas com o objetivo de desenvolver, construir, operar, manter e explorar usinas termelétricas pertencentes ao Programa Prioritário de Energia Termoeletrica instituído pelo Governo Federal, com participações entre 10% e 50%. O saldo destes investimentos relacionados às termelétricas, em 31 de dezembro de 2007 e 2006, era de US\$95 e US\$20, respectivamente, e foi registrado como investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial, devido à influência significativa que a Companhia exerce sobre suas operações.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2007, a Companhia registrou um ganho, em função da participação em empresas não consolidadas no valor de US\$235 (2006 - US\$28; 2005 - US\$139).

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

10. Participações em Companhias não Consolidadas e Outros Investimentos (Continuação)

(a) Permuta de ativos - Petrobras e REPSOL - YPF

Em 28 de dezembro de 2000, a Petrobras e a Repsol YPF celebraram um Contrato para a Permuta de Ativos, que estava sujeito a uma revisão de ajuste de preço ao longo de um período de oito anos. Em 1 de janeiro de 2006, as companhias realizaram o pagamento antecipado e definitivo do valor acordado.

O valor de quitação devido pela Repsol YPF à Petrobras, relacionado à parcela EG3 totalizou US\$95 e foi aplicado para reduzir o imobilizado e US\$158 foram registrados como ganho extraordinário, líquido de US\$82 de imposto de renda em 31 de dezembro de 2005.

O valor final da quitação devido pela Petrobras à Repsol YPF, relacionado à participação acionária de 30% na REFAP, totalizou US\$255 que foram registrados como componente de outras despesas, líquidas.

(b) Investimentos na Venezuela

Em março de 2006, a PESA, através de suas controladas e coligadas na Venezuela, firmou com a PDVSA e a Corporación Venezolana del Petróleo S.A. (CVP) Memorandos de Entendimento (MDE) com o objetivo de concretizar a migração dos convênios operacionais para a modalidade de empresas de capital misto. Os MDE estabelecem que a participação dos sócios privados nas empresas de capital misto é de 40%, tendo o governo venezuelano uma participação de 60%. De acordo com o que estabelece o MDE, a CVP reconheceu créditos divisíveis e transferíveis a favor das empresas privadas que participam das empresas de capital misto, que não estão sujeitos a juros e podem ser utilizados no pagamento de bônus de aquisição de qualquer novo projeto de empresa de capital misto para o desenvolvimento de atividades de exploração e produção de petróleo ou de licença para o desenvolvimento de operações de exploração e produção de gás na Venezuela. Os créditos atribuídos à PESA correspondem a US\$88,5, os quais não foram registrados contabilmente.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

10. Participações em Companhias não Consolidadas e Outros Investimentos (Continuação)

(b) Investimentos na Venezuela (Continuação)

A migração dos contratos produziu efeitos econômicos a partir de 01 de abril de 2006. Em agosto de 2006, foram firmados os contratos de conversão de Oritupano Leona, La Concepción, Acema e Mata e foram constituídas as empresas Petroritupano S.A., Petrowayú S.A., Petrovenbras S.A. e Petrokariña S.A. as quais, respectivamente, operam nas áreas acima mencionadas.

De acordo com a estrutura societária e de governança definida para as empresas de capital misto, a partir de 01 de abril de 2006, a PESA deixou de registrar os ativos, passivos e resultados referentes às mencionadas operações, nas demonstrações consolidadas, apresentando-os como investimentos societários em coligadas, avaliados pelo método de equivalência patrimonial. A recuperação destes investimentos possui fortes vínculos com a volatilidade dos preços do petróleo, com as condições sociais, econômicas e regulatórias na Venezuela e, em especial, com o interesse dos acionistas em desenvolver as reservas de petróleo. Conseqüentemente uma provisão para perda em investimentos foi feita no valor de US\$61.

(c) Venda de participação acionária em empresa de energia na Argentina - Compañia Inversora en Transmisión Eléctrica S.A. - Citelec

Em 19 de julho de 2007, o Conselho de Administração da Petrobras Energia S.A. - PESA aprovou a venda de sua participação (50%) na Compañia Inversora en Transmisión Eléctrica S.A. (Citelec) para a Energia Argentina S.A. (ENARSA) e Electroingeniería S.A., em partes iguais.

A transferência das ações da Citelec para a ENARSA foi aprovada pelas organizações reguladoras e as autoridades competentes em 14 de dezembro de 2007.

A Citelec tem uma participação de 52,67% na Compañia de Transporte en Energia Eléctrica em Alta Tensión – Transener S.A.. A venda será realizada a um preço fixo de US\$54 mais uma soma adicional referente ao resultado da revisão de tarifa integral determinada para a Transener e sua subsidiária Empresa de Transporte de Energia Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires S.A. (Transba), caso essa revisão de tarifa seja aprovada até 30 de junho de 2008.

11. Conta Petróleo e Álcool - Créditos a Receber junto ao Governo Federal

Movimentação da Conta Petróleo e Álcool

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

O quadro abaixo resume as movimentações na Conta Petróleo e Álcool nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2007 e 2006:

	Em 31 de dezembro	
	2007	2006
Saldo inicial	368	329
Receita financeira (Nota 23)	6	7
Ganho na conversão	76	32
Saldo final	450	368

A Conta Petróleo e Álcool formou-se em períodos anteriores a 31 de dezembro de 2002 como consequência da regulamentação do mercado de combustíveis. O Governo Federal certificou o saldo da conta e alocou parte do valor (US\$53) em uma conta vinculada.

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.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

12. Financiamentos

(a) Financiamentos de curto prazo

Os financiamentos de curto prazo da Companhia foram 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	
	2007	2006
Importações - petróleo e equipamentos	5	148
Capital de giro	1.453	1.145
	1.458	1.293

A média ponderada das taxas de juros anuais dos empréstimos de curto prazo em aberto, em 31 de dezembro de 2007 e 2006, eram de 4,71% e 4,68%, respectivamente.

(b) Financiamentos de longo prazo

- Composição

	Em 31 de dezembro	
	2007	2006
Moeda estrangeira:		
Notas	4.140	4.217
Instituições financeiras	4.256	3.550
Securitização de recebíveis	615	680
Créditos junto a fornecedores	1.325	1.215
Senior Notes negociáveis	-	330
Ativos relacionados ao programa de exportação a serem compensados com a venda de recebíveis futuros	(150)	(150)
Títulos recomprados (1)	-	(19)
	10.186	9.823
Moeda local:		
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES (companhia estatal, ver Nota 23)	607	865
Debêntures:		
BNDES (companhia estatal, ver Nota 23)	709	626
Outros bancos	1.419	1.093
Outros	500	209
	3.235	2.793
Total	13.421	12.616
Parcela circulante dos financiamentos de longo prazo	(1.273)	(2.106)
	12.148	10.510

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

12. Financiamentos (Continuação)

(b) Financiamentos de longo prazo (Continuação)

- Composição (Continuação)
 - (1) Em 31 de dezembro de 2007 e 2006, a Companhia possuía saldos investidos no exterior em um fundo de investimento exclusivo, o qual detinha títulos de algumas companhias do grupo Petrobras, e de algumas SPEs consolidadas pela Companhia de acordo com a FIN 46(R), no valor total de US\$856 e US\$982, respectivamente. Esses títulos são considerados extintos e os respectivos valores, acrescidos de juros, foram excluídos da apresentação do saldo de títulos e valores mobiliários e financiamentos de longo prazo, de zero. (US\$19 em 31 de dezembro de 2006) e de projetos estruturados de US\$856 (US\$963 em 31 de dezembro de 2006) (ver também a Nota 14). Os ganhos e perdas por ocasião da extinção são reconhecidos à medida de sua realização. As posteriores re-emissões de títulos de valores superiores ou inferiores ao valor de face são lançadas em ágio ou deságio, sendo amortizados durante a vigência das notas. A Petrobras reconheceu despesas no montante de US\$160 em 2006. No que tange à Oferta de Permuta ocorrida em 7 de fevereiro de 2007 (veja Global Notes PifCo), PifCo pagou US\$56 com relação à quantia acima do valor de face dos títulos antigos permutados. Tal quantia possuía relação com os títulos novos, tendo sido amortizada de acordo com o método de juros efetivos. Em 31 de dezembro de 2007 e 2006, a Companhia possuía um saldo em aberto de prêmios líquidos de reemissão que totalizava US\$22 e US\$45, respectivamente.
- Composição dos financiamentos em moeda estrangeira por moeda

	Em 31 de dezembro	
	2007	2006
Moeda:		
Dólares norte-americanos	9.439	8.928
Iene japonês	598	626
Euro	85	269
Outros	64	-
	10.186	9.823

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

12. Financiamentos (Continuação)

(b) Financiamentos de longo prazo (Continuação)

- Vencimentos do principal dos financiamentos de longo prazo

Em 31 de dezembro de 2007, os vencimentos das parcelas de longo prazo podem ser apresentados como segue:

2009	1.486
2010	1.966
2011	1.276
2012	1.622
2013	1.505
2014 em diante	4.293
	<u>12.148</u>

- Composição dos financiamentos de longo prazo por taxa de juros anuais

Os financiamentos de longo prazo estão sujeitos às seguintes taxas de juros anuais:

	Em 31 de dezembro	
	2007	2006
No exterior		
6% ou menos	4.280	2.373
De 6% a 8%	3.285	3.805
De 8% a 10%	2.410	3.321
De 10% a 15%	211	324
	<u>10.186</u>	<u>9.823</u>
No país		
6% ou menos	469	470
De 6% a 8%	-	167
De 8% a 10%	995	858
De 10% a 15%	1.771	1.298
	<u>3.235</u>	<u>2.793</u>
	<u>13.421</u>	<u>12.616</u>

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

12. Financiamentos (Continuação)

(b) Financiamentos de longo prazo (Continuação)

- Financiamento de exportações

A Petrobras e a Petrobras Finance Ltd. - PFL mantêm contratos (*Master Export Contract e Prepayment Agreement*) entre si e, também, com uma sociedade de propósito específico, não relacionada à Petrobras, denominada PF Export Receivables Master Trust (*PF Export*), referentes a pré-pagamento de recebíveis de exportação a serem gerados pela PFL, por intermédio de vendas, no mercado internacional, de óleo combustível e outros produtos adquiridos da Petrobras que são constituídos por *Senior e Junior Certificates*.

A cessão de direitos a futuros recebíveis de exportação representa um passivo da PFL, que será quitado pela transferência das contas a receber para a PF Export no momento e da maneira em que forem geradas. Esse passivo estará sujeito a juros da mesma forma que os *Trust Certificates Senior e Junior*, conforme descrito acima. Os *Junior Certificates* constituem uma garantia de 20% para os *Trust Certificates*.

Junior Certificates

Em maio de 2004, a PFL e a PF Export Trust assinaram uma alteração contratual ao *Trust Agreement* permitindo que os *Junior Trust Certificates* fossem compensados com os respectivos *Notes*, ao invés integralmente pagos, após cumpridas todas as obrigações referentes aos *Senior Trust Certificates*. O efeito desta alteração contratual é que os saldos relacionados aos *Junior Trust Certificates* estão agora apresentados pelo valor líquido nestas demonstrações contábeis, desta maneira os US\$150 foram reduzidos do financiamento de longo prazo relativo à venda de recebíveis futuros, tendo o mesmo valor reduzido da rubrica de contas a receber.

Detentores do *Junior Trust Certificates* não possuem quaisquer direitos a voto com relação a qualquer ação a ser tomada pelo *Trustee* ou de outra maneira. Os *Junior Trust Certificates* só podem ser retidos pela PFL ou outra subsidiária integral direta ou indireta da Petrobras.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

12. Financiamentos (Continuação)

(b) Financiamentos de longo prazo (Continuação)

- Financiamento de exportações (Continuação)

Em 26 de maio de 2006, a PFL concluiu com sucesso a solicitação de anuência dos portadores dos *Senior Trust Certificates* a 6,4% das Séries 2003-A, com vencimento em 2015, de emissão do PF Export Receivables Master Trust. O objetivo dos aditamentos era remover da operação as exportações de óleo combustível de maneira que os títulos fossem garantidos apenas pelos recebíveis oriundos das vendas do *bunker fuel* exportado pela Petrobras, e reduzir as exportações médias diárias brutas mínimas de óleo combustível por um período de doze meses. A PFL obteve também a anuência dos portadores das Séries 2003-B a 3,75%, com vencimento em 2013. Os aditamentos passaram a vigorar a partir 1º de junho de 2006.

Em decorrência destas alterações, a taxa da garantia das Séries 2003-B foi reduzida de 1,8% para 1,1%.

A Petrobras e a PFL têm contratos (“Contrato de Exportação Principal e Acordo de Pagamento Antecipado”) entre as mesmas e uma Sociedade de Propósito Específico não relacionada à Petrobras, denominada PF Export Receivables Master Trust (*PF Export*), referentes ao pagamento antecipado de contas a receber de exportação a serem geradas pela PFL por meio de vendas no mercado internacional de óleo combustível adquiridos da Petrobras.

Em 31 de dezembro de 2007, o saldo de pagamentos de exportação totalizou US\$398 no passivo não circulante (US\$532 em 31 de dezembro de 2006) e US\$68 no passivo circulante (US\$68 em 31 de dezembro de 2006).

- Financiamento para as plataformas P-51 e P-52

Em 25 de novembro de 2004, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a celebração de um contrato num valor de até US\$379 entre o Banco Nacional de Desenvolvimento Social (BNDES) e a subsidiária integral Petrobras Netherlands B.V. - PNBV para o financiamento de ativos e serviços brasileiros a serem utilizados na construção da plataforma de produção P-52.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

12. Financiamentos (Continuação)

(b) Financiamentos de longo prazo (Continuação)

- Financiamento para as plataformas P-51 e P-52 (Continuação)

Em 15 de julho de 2007, a PNBV antecipou o pagamento do saldo deste empréstimo no montante de US\$204.

- Emissão de Global Notes de US\$899

Em 06 de outubro de 2006, a PifCo emitiu Global Notes no montante de US\$500. Os títulos apresentam uma taxa efetiva de 6,185% ao ano, com prazo de vencimento de dez anos. Os Global Notes foram ofertados por 99,557% do valor de face com cupom de 6,125% a.a.. A PifCo utilizou esses recursos, principalmente, para pagar dívidas comerciais.

A subsidiária Petrobras International Finance Company - PifCo efetuou oferta de troca de títulos, com liquidação da operação em 07 de fevereiro de 2007. Como resultado, a PifCo recebeu e aceitou ofertas no montante de US\$399 (valor de face). Os títulos antigos recebidos na troca foram cancelados na mesma data e, como resultado, a PifCo emitiu, na data de liquidação da operação, novos títulos com vencimento em 2016 e cupom de 6,125% a.a., no valor de US\$399, os quais constituem uma emissão única e fungível com os US\$500 emitidos em 6 de outubro de 2006, totalizando US\$899 em títulos da emissão com vencimento em 2016. A PifCo também pagou aos investidores o montante equivalente a US\$56 como resultado da oferta para troca dos títulos. A transação foi tratada como uma troca para fins de registro nas demonstrações contábeis e dessa maneira, os US\$56 serão amortizados como despesa de juros ao longo da vida útil dos novos títulos de acordo com o método de juros efetivos.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

12. Financiamentos (Continuação)

(b) Financiamentos de longo prazo (Continuação)

- Emissão de Global Notes de US\$1.000

Em 1º de novembro de 2007 a Petrobras, através de sua subsidiária integral Petrobras International Finance Company (PifCo), concluiu a emissão de US\$1.000 em títulos de dívida sênior do tipo *Global Notes*, lançadas no mercado internacional, com vencimento em 1º de março de 2018 e com as seguintes características: (i) cupom de 5,875% ao ano; e (ii) preço de emissão de 98,612%. Os juros serão pagos em 1º de março e 1º de setembro de cada ano, com o primeiro pagamento em 1º de março de 2008.

(c) Recompra de oferta de títulos (Tender)

Em 24 de julho de 2006, a PifCo, subsidiária integral da Companhia, concluiu a oferta de recompra (Tender), divulgada em 18 de julho de 2006. O montante de notas oferecidas por cinco séries de notas foi US\$888. Os títulos recomprados relativos a 2006 totalizavam US\$1.046. Considerando os títulos recomprados pela Companhia e suas subsidiárias anteriormente, também incluídas no Tender, a operação alcançou o valor total de US\$1.215. A operação foi liquidada em 27 de julho de 2006 e foram canceladas a partir desta data todas as notas objeto da recompra. Com a conclusão da oferta de Tender, as despesas incorridas pela PifCo totalizaram US\$160.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

12. Financiamentos (Continuação)

(d) Emissão de debêntures

Em 2 de agosto de 2006, a Assembléia Geral Extraordinária da Alberto Pasqualini - REFAP S.A., subsidiária da Companhia, aprovou o valor da emissão privada de debêntures simples, nominativas e escriturais no montante de US\$391, objetivando a ampliação e modernização do parque industrial da REFAP e aumento de sua capacidade de processamento de petróleo de 20.000 m³/dia para 30.000 m³/dia, além de aumentar a parcela de óleos nacionais a ser processada.

A emissão teve as seguintes características: prazo de emissão até 30 de dezembro de 2006, amortização de 96 meses mais 6 meses de carência; 90% das debêntures serão subscritas pelo BNDES com juros de TJLP + 3,8%a.a; e 10% das debêntures serão subscritas pelo BNDES Participações S.A. (BNDESPAR) com juros da cesta de moedas do BNDES + 2,3%a.a..

Em 08 de setembro de 2006, foi assinado o Contrato de Financiamento, com a liberação da primeira parcela dos recursos no montante de US\$278. Em 19 de dezembro de 2006 foi liberado o valor remanescente de US\$113.

(e) Obrigações em Yen japonês

Em 27 de setembro de 2006, a PifCo concluiu a emissão privada de títulos no mercado de capital japonês ("Shibosai") no montante total de ¥35 bilhões (US\$298), com vencimento em setembro de 2016. A emissão privada feita no mercado japonês teve garantia parcial do Japan Bank for International Cooperation (JBIC) com uma taxa de 2,15% a.a. e pagamento de juros semestrais. Na mesma data, a PifCo firmou um contrato de *swap* com o Citibank, trocando o valor total dessa dívida por um valor equivalente denominado em dólares norte-americanos. A PifCo utilizou os recursos financeiros obtidos com esta emissão para financiar principalmente a PNBV, uma afiliada, para a construção de dutos interconectando as plataformas de produção P-51, P-52 e P-53 à plataforma de rebombeio autônomo PRA-1. Veja nota 20 (d).

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

12. Financiamentos (Continuação)

(f) Títulos - PESA

Em 7 de maio de 2007, a Petrobras Energia S.A. (PESA), empresa indiretamente controlada pela Petrobras, emitiu títulos no valor de US\$300 com prazo de 10 anos e 5,875% a.a. de juros. Os juros serão pagos semestralmente, e o principal será pago em uma única parcela no vencimento. A emissão foi realizada nos mercados argentino e internacional.

(g) Empréstimo para Petrobras Netherlands (PNBV)

Em 12 de setembro de 2007, a subsidiária Petrobras Netherlands BV (PNBV) celebrou um contrato de financiamento com o Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (BBVA) no valor de US\$200, a juros de 5,94% ao ano e prazo de quatro anos.

Adicionalmente, a PNBV contratou uma linha de crédito com o Banco Santander Overseas Bank, Inc. - Santander de até US\$300. Seu prazo é de um ano, podendo ser prorrogado por até dois anos por seu valor integral, ou parcialmente pelo prazo total de seis anos. A taxa de juros contratual é de 5,30% ao ano.

(h) Projeto de construção da Plataforma P-56

Em 30 de outubro de 2007, a Petrobras celebrou um contrato com o FSTP Consortium (Keppel Fels e Technip) para a construção da plataforma semi-submersível P-56 para permitir a antecipação da produção no Módulo 3 do campo Marlim Sul, avaliado em aproximadamente US\$677 (R\$1.200 milhões), incluindo serviços de engenharia, fornecimento, construção e montagem da plataforma (casco e planta do processo).

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

12. Financiamentos (Continuação)

(i) Contratação de financiamentos para exportação

Em 3 de outubro de 2007, a Petrobras contratou uma linha de crédito de US\$282 com o Banco do Brasil. A transação foi valorizada através da emissão de uma Nota de Crédito de Exportação (NCE), cujo único objetivo é aumentar as exportações de etanol da Petrobras, tendo em vista as perspectivas futuras de crescimento dos negócios com biocombustível, conforme ressaltado no plano estratégico da Companhia.

Essa transação marca o retorno da Petrobras à contratação de linha de crédito no mercado local e foi negociada com os seguintes termos:

- Prazo: 2 anos, com liquidação do principal e juros no final;
- Taxa de juros: 96,2% do CDI;
- Cláusula de pré-pagamento a partir de 180 dias do saque sem penalidades;
- Isenção de IOF; e
- Dispensa de garantias

(j) 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 garantidos pelos bens financiados.

Em garantia às debêntures emitidas a REFAP possui uma conta de aplicações financeiras (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.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

12. Financiamentos (Continuação)

(j) Garantias e cauções (Continuação)

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 ocorrência de endividamento; limitações na ocorrência de empréstimos; 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.

Em 31 de dezembro de 2007 e 2006, 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.

O Governo Federal garante a dívida da TBG junto à Agência Multilateral de Crédito, que apresentava um saldo remanescente de US\$330 e de US\$367 em 31 de dezembro de 2007 e 2006, respectivamente. Durante o exercício de 2000, o Governo Federal, a Companhia, a TBG, a Petroquisa e o Banco do Brasil S.A. firmaram acordo pelo qual as receitas da TBG servirão como contragarantia desse débito até que o mesmo tenha sido liquidado.

A Petrobras firmou acordos de compromisso de compra para garantir as obrigações de sua controlada integral, PifCo, com relação às emissões de títulos em 2001, 2002 e 2003 e seus respectivos contratos. A Petrobras tem a obrigação de comprar dos detentores dos títulos qualquer montante não pago de principal, juros ou outros valores devidos de acordo com os títulos e contratos apresentados, sujeitos a certas limitações, mesmo que qualquer desses valores seja devido no vencimento dos títulos ou não.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

12. Financiamentos (Continuação)

(k) Linhas de crédito

Em 31 de dezembro de 2007 e 2006, a Companhia tinha utilizado todas as linhas de crédito disponíveis para suas importações. As linhas de crédito existentes em 31 de dezembro de 2007 e 2006 representavam US\$1.351 e US\$1.370, respectivamente. As linhas de crédito estão incluídas em financiamentos de curto e de longo prazo.

13. Receitas (Despesas) Financeiras, Líquidas

As despesas financeiras, receitas financeiras e as variações cambiais e monetárias sobre os ativos e passivos monetários, líquidas, apropriadas ao resultado dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2007, 2006 e 2005, estão demonstradas abaixo:

	Exercício findo em 31 de dezembro		
	2007	2006	2005
Despesas financeiras			
Empréstimos e financiamentos	(1.258)	(1.076)	(1.135)
Projetos estruturados	(608)	(370)	(334)
Juros capitalizados	1.703	1.001	612
Arrendamento mercantil	(79)	(105)	(98)
Perdas em instrumentos derivativos	(67)	(481)	(103)
Perdas em recompra de títulos	(38)	(160)	(17)
Outras	(207)	(149)	(114)
	(554)	(1.340)	(1.189)
Receitas Financeiras			
Investimentos	824	566	337
Clientes	231	231	84
Títulos governamentais	70	79	90
Adiantamentos a fornecedores	26	27	33
Outras	276	262	166
	1.427	1.165	710
Variações monetárias e cambiais sobre ativos e passivos monetários, líquidas	(1.455)	75	248
	(582)	(100)	(231)

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

14. Projetos Estruturados

A Companhia utilizou projetos estruturados com o objetivo de prover recursos para o desenvolvimento contínuo de seus projetos relacionados à exploração e produção.

As sociedades de propósito específico associadas aos projetos estruturados são consolidadas com base na Interpretação FIN 46(R), e as obrigações relativas aos projetos estruturados representam a dívida das SPEs consolidadas com financiadores.

Sob esses contratos, a Companhia é responsável por concluir o desenvolvimento dos campos de petróleo e gás, operá-los, arcar com todas as despesas operacionais referentes aos projetos e utilizar parte da receita líquida gerada pelos campos para financiar as dívidas das sociedades de propósito específico e ter retorno sobre o patrimônio. Ao término de cada financiamento de projeto, a Companhia poderá comprar os ativos arrendados ou transferidos das sociedades de propósito específico consolidadas.

As obrigações relativas aos projetos em andamento, em 31 de dezembro de 2007 e 2006, estão descritas resumidamente a seguir:

	Em 31 de dezembro	
	2007	2006
Transportadora Gasene	1.212	617
Codajás (1)	1.008	411
Barracuda/Caratinga	1.004	1.405
PDET Offshore S.A.	889	662
Companhia Locadora de Equipamentos Petrolíferos - CLEP	859	963
Charter Development - CDC (2)	760	876
Cabiúnas	666	683
Cia. de Desenvolvimento e Modernização de Plantas Industriais - CDMPI	510	175
Nova Marlim	95	142
Nova Transportadora do Sudeste - NTS (3)	61	543
Nova Transportadora do Nordeste - NTN (3)	19	449
Espadarte/Voador/Marimbá (EVM) (4)	-	282
Outros	51	129
Títulos recomprados (5)	(856)	(963)
	6.278	6.374
Parcela circulante dos projetos estruturados	(1.692)	(2.182)
	4.586	4.192

(1) Codajás consolida a Transportadora Urucu - Manaus S.A., responsável pelo Projeto Amazônia.

(2) Charter Development - CDC é responsável por Marlim Leste (Projeto P-53).

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

14. Projetos Estruturados (Continuação)

- (3) Em 15 de junho de 2007, a PifCo assumiu os direitos e obrigações das Companhias Nova Transportadora Nordeste-NTN e Nova Transportadora Sudeste-NTS (duas Sociedades de Propósito Específico da Petrobras relacionadas ao Projeto Malhas) de acordo com o Contrato de Empréstimo com a M-GIC que funciona como um Agente Facilitador do JBIC (Japan Bank for International Cooperation). O saldo principal do empréstimo é de US\$ 394 e está sujeito a juros de Libor mais 0,8% por ano, pagáveis semestralmente. O valor principal também será pago semestralmente com início em 15 de dezembro de 2009 até 15 de dezembro de 2014. Como consequência dessa transferência, a NTN e a NTS emitiram Notes à PifCo com as mesmas características do empréstimo (valor principal, taxa de juros e cronograma de amortização).
- (4) No decorrer de 2007 o projeto EVM foi concluído e a obrigação foi liquidada.
- (5) Em 31 de dezembro de 2007 e 2006, a Companhia possuía saldos investidos no exterior em um fundo de investimento exclusivo. Esses títulos são considerados como extintos e, assim, os respectivos valores, incluindo os juros aplicáveis, foram excluídos das rubricas títulos e valores mobiliários e projetos estruturados (ver também Nota 5).

A Companhia recebeu adiantamentos no valor de US\$325, os quais foram registrados como obrigações com projetos estruturados, e são relacionados a ativos atrelados a contratos com os investidores, incluídos no saldo do ativo imobilizado. Esses ativos e obrigações estão registrados pelo valor bruto, uma vez que a obrigação pode apenas ser liquidada mediante entrega do ativo já completamente construído.

Em 31 de dezembro de 2007, as parcelas de longo prazo relativas aos projetos estruturados possuem os seguintes vencimentos:

2009	2.236
2010	1.242
2011	101
2012	149
2013	448
2014 em diante	410
	<u>4.586</u>

Em 31 de dezembro de 2007, os valores das obrigações de desembolsos assumidos relativos aos financiamentos de projetos estruturados consolidados encontram-se apresentados como segue:

Codajás	945
Cia. de Desenvolvimento e Modernização de Plantas Industriais - CDMPI	393
Transportadora Gasene	275
PDET Offshore S.A.	160
Charter Development - CDC	149
	<u>1.922</u>

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

14. Projetos Estruturados (Continuação)

A seguir o resumo dos projetos, seus objetivos, as garantias e investimentos estimados de cada projeto:

Projeto	Finalidade	Principais Garantias	Valor do Investimento
Barracuda/ Caratinga	Para permitir o desenvolvimento da produção nos campos de Barracuda e Caratinga na Bacia de Campos. A SPE Barracuda e Caratinga Leasing Company B.V. (BCLC) é responsável pela constituição de todos os ativos (poços, equipamentos submarinos e unidades de produção) requeridos pelo projeto, sendo também proprietária destes.	Garantia dada pela Brasoil para cobertura de necessidades financeiras da BCLC.	US\$3.100
Marlim	Consórcio com a Companhia Petrolífera Marlim (CPM), que disponibiliza para a Petrobras equipamentos submarinos de produção de petróleo no campo de Marlim.	70% da produção do campo limitado a 720 dias.	US\$1.500
Nova Marlim	Consórcio com a NovaMarlim Petróleo S.A. (NovaMarlim) que disponibiliza equipamentos submarinos de produção de petróleo e ressarcir à Petrobras os custos operacionais decorrentes da operação e manutenção dos ativos, por meio de um adiantamento feito à Petrobras.	30% da produção do campo limitado a 720 dias.	US\$834
CLEP	A Companhia Locadora de Equipamentos Petrolíferos - CLEP disponibiliza ativos vinculados à produção de petróleo na Bacia de Campos através de contrato de aluguel com prazo de 10 anos, ao fim do qual a Petrobras terá o direito de adquirir as ações da SPE ou os ativos do projeto.	Pagamentos antecipados de aluguel, caso a receita não seja suficiente para atender às obrigações com financiadores.	US\$1.250
PDET	A PDET Offshore S.A. é a futura proprietária dos ativos do projeto cujo objetivo é melhorar a infra-estrutura de transferência do óleo produzido na Bacia de Campos para as refinarias da Região Sudeste e para exportação. Os ativos serão posteriormente alugados para a Petrobras por 12 anos.	Todos os ativos do projeto serão dados em garantia.	US\$1.180
Malhas- (NTN/NTS)	Consórcio entre Transpetro, Transportadora Nordeste Sudeste (TNS), Nova Transportadora do Sudeste (NTS) e Nova Transportadora do Nordeste (NTN). A NTS e NTN fornecem ativos relacionados ao transporte de gás natural. A TNS (companhia 100% da Gaspetro) disponibiliza ativos já constituídos anteriormente. A Transpetro é a operadora dos gasodutos.	Pré-pagamentos por capacidade de transporte para cobrir eventuais deficiências de caixa do consórcio.	US\$1.110

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

14. Projetos Estruturados (Continuação)

Projeto	Finalidade	Principais Garantias	Valor do Investimento
CDMPI (modernização da REVAP)	Este projeto tem como objetivo o aumento da capacidade da Refinaria Henrique Lage (Revap) em processar óleo pesado nacional, ajustar o diesel por ela produzido às novas especificações nacionais e reduzir a quantidade de emissão de poluentes. Para tal objetivo, foi criada a Sociedade de propósito específico (SPE) Cia. de Desenvolvimento e Modernização de Plantas Industriais - CDMPI que construirá e alugará para a Petrobras uma unidade de Coqueamento Retardado, uma unidade de Hidrotratamento de Nafta de Coque e unidades correlatas.	Pagamentos antecipados de aluguel para cobrir eventuais deficiências de caixa da CDMPI.	US\$900
Cabiúnas	Projeto com o objetivo de aumentar a capacidade de transporte da produção de gás da Bacia de Campos. A Cayman Cabiúnas Investment Co. Ltd. (CCIC) disponibiliza os ativos para a Petrobras por meio de um contrato de leasing internacional.	Penhor de 10,4 bilhões de m ³ de gás.	US\$850
Gasene	A Transportadora Gasene S.A. é responsável pela construção e futura proprietária de gasodutos de transporte de gás natural, com extensão total de 1,4 mil Km e capacidade de transporte de 20 milhões de metros cúbicos por dia, ligando o Terminal de Cabiúnas no Rio de Janeiro até a cidade de Catu, no Estado da Bahia.	Penhora de Direitos de Crédito. Penhora de ações da SPE.	US\$2.960
Projeto Marlim Leste (P-53) - (CDC)	Para desenvolver a produção no campo de Marlim Leste, a Petrobras irá utilizar uma unidade estacionária de produção, a P-53, que será afretada da Charter Development LLC, empresa constituída no estado de Delaware/USA. O contrato de afretamento, na modalidade casco nu (<i>Bare Boat Charter</i>), será firmado por um período de 15 anos, contados a partir da data de sua assinatura.	Todos os ativos do projeto serão dados em garantia.	US\$1.590
Amazônia (Codajás)	Desenvolvimento de um projeto na área de Gás e Energia que inclui a construção de um gasoduto com 385 km de extensão, entre Coari e Manaus e de um GLPduto de 285 Km de extensão, entre Urucu e Coari, ambos sob a responsabilidade da Transportadora Urucu Manaus S.A.; e construção de uma termelétrica, em Manaus, com capacidade de 488 MW através da Companhia de Geração Termelétrica Manauara S.A.	Penhora de Direitos de Crédito. Penhora de ações da SPE.	US\$1.370

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

14. Projetos Estruturados (Continuação)

Projeto	Finalidade	Principais Garantias	Valor do Investimento
Mexilhão	Construção de uma plataforma (PMXL-1) de produção de gás natural nos Campos de Mexilhão e Cedro, na Bacia de Santos, Estado de São Paulo, através da Companhia Mexilhão do Brasil (CMB), responsável pela captação dos recursos necessários para construção da referida plataforma. Após construída, a PMXL-1 será alugada à Petrobras, detentora da concessão para exploração e produção nos referidos campos.	A definir.	US\$756
Albacora	Consórcio entre a Petrobras e a Albacora Japão Petróleo Ltda. (AJPL), que disponibiliza ativos de produção de petróleo do campo de Albacora na Bacia de Campos para a Petrobras.	Titularidade dos ativos.	US\$170
Albacora/ Petros	Consórcio entre a Petrobras e a Fundação Petros de Seguridade Social, que disponibiliza ativos de produção de petróleo do campo de Albacora na Bacia de Campos para a Petrobras.	Titularidade dos ativos.	US\$240
PCGC	A Companhia de Recuperação Secundária (CRSec) disponibiliza ativos para serem utilizados pela Petrobras nos campos de Pargo, Carapeba, Garoupa, Cherne e outros através de um contrato de aluguel com pagamentos mensais.	Pagamento adicional de aluguel caso a receita não seja suficiente para atender às obrigações com financiadores.	US\$134
Termobahia	Aquisição de 49% da participação detida pela ABB-EV-Equity Venture (ABB-EV) na Termobahia, compreendida por ações e créditos por meio da estruturação financeira acertada com o Banco de Desenvolvimento Interamericano. Uma SPE foi estruturada, denominada Blade Securities Ltd ("Blade"), sediada na Irlanda, que será a sucessora dos direitos detidos pela ABB-EV até que a Petrobras apresente um parceiro estratégico.	Não foram dadas garantias.	US\$39,6

Exercício de opção de compra das ações da EVM Leasing Co.

Em 18 de junho de 2007, a Braspetro Oil Company (BOC), subsidiária integral da Petrobras, exerceu por US\$123 a opção de compra da totalidade das ações da EVM Leasing Co. (EVM), proprietária dos bens financiados junto aos investidores e financiadores do projeto estruturado EVM, tendo em vista a conclusão da estrutura financeira e liquidação das demais obrigações contratuais do projeto liquidado pela Petrobras.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

14. Projetos Estruturados (Continuação)

Considerando que a participação variável da Companhia na EVM Leasing Company estava sendo contabilizada de acordo com o FIN 46(R), a aquisição da participação em 2007 não causou impacto expressivo nos registros contábeis consolidados da Petrobras.

Projeto da P-55 e P-57

Em 31 de dezembro de 2006, havia um projeto para desenvolver a produção no Módulo 3 no campo de Roncador (P-55) e Fase 2 do campo de Jubarte (P-57). A Deepwater charter LLC e Deepblue Charter LLC eram responsáveis por contratar conjuntamente quatro SPCs para construir a UEP: uma para o casco da P-55, outra para o casco da P-57, assim como duas outras para Módulos de Geração e Compressão para ambas UEPs. Em 2007, a Petrobras decidiu não compartilhar o projeto e desenvolvê-lo por conta própria.

15. 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 2007, o valor contábil líquido dos ativos arrendados era de US\$875 (US\$970 em 31 de dezembro de 2006).

A tabela a seguir mostra um ornanograma por ano dos pagamentos mínimos futuros desses contratos em 31 de dezembro de 2007:

2008	273
2009	254
2010	201
2011	88
2012	32
2013	7
2014 em diante	3
Pagamentos futuros de arrendamentos estimados	<u>858</u>
Menos montante representando juros anuais de 6,2% a 12,0%	<u>(120)</u>
Valor presente dos pagamentos mínimos de arrendamento	738
Menos parcela circulante de obrigações de arrendamento mercantil	<u>(227)</u>
Parcela de longo prazo de obrigações de arrendamento mercantil	<u>511</u>

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

16. Obrigações com Benefícios Pós-Aposentadoria e Outros Benefícios

(a) Saldos relativos a benefícios pós-aposentadoria

Os saldos relativos a benefícios pós-aposentadoria estão representados a seguir:

	Em 31 de dezembro			
	2007		2006	
	Plano de Pensão	Plano de Saúde	Plano de Pensão	Plano de Saúde
Passivo Circulante:				
Plano de benefícios definido	230	259	198	190
Plano de Contribuição Variável	134	-	-	-
Obrigação de benefícios projetados pós-aposentadoria	364	259	198	190
				-
Exigível a Longo-prazo:	4.678	6.639	4.645	5.243
Obrigação de benefícios projetados pós-aposentadoria	5.042	6.898	4.843	5.433
Patrimônio Líquido				
Outros resultados abrangentes acumulados:				
Plano de benefício definido	2.177	1.406	3.110	1.495
Plano de Contribuição variável	162	-	-	-
Efeito tributário	(795)	(478)	(1.058)	(508)
Saldo líquido registrado no patrimônio líquido	1.544	928	2.052	987

(b) Plano de pensão - Fundação Petrobras de Seguridade Social - Petros

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 suplementar 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, sendo que a partir de 1º de julho de 2007 a Companhia implantou um novo plano de previdência privada, o Plano Petros 2.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

16. Obrigações com Benefícios Pós-Aposentadoria e Outros Benefícios (Continuação)

(b) Plano de pensão - Fundação Petrobras de Seguridade Social - Petros (Continuação)

Para garantir seus objetivos, a Petros recebe contribuições mensais das empresas patrocinadoras do Plano Petros no montante de 12,93% sobre a folha de salários dos empregados participantes do plano. Adicionalmente, a Petros auferir rendimentos pela aplicação dessas contribuições em investimentos. A política da Companhia é contribuir anualmente com o montante definido pelos cálculos atuariais. No ano calendário de 2007, os benefícios pagos totalizaram US\$835 (US\$713 em 2006).

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 10 anos em 31 de dezembro de 2007, de acordo com o procedimento estabelecido pelo SFAS 87.

A relação entre as contribuições das patrocinadoras e participantes do Plano Petros, considerando apenas aquelas atribuíveis à Companhia e suas controladas, nos exercícios de 2007 e 2006 foi de 1,00 para 1,00. A melhor estimativa de contribuição da Companhia para o plano de pensão, a ser paga em 2008 é de aproximadamente US\$369, com previsão de total de pagamentos de benefícios para o ano de 2008 de US\$1.135.

De acordo com a Emenda Constitucional Nº 20, o cômputo de qualquer déficit no plano de benefício definido, conforme o método atuarial do corrente plano, (diferente do método estabelecido no SFAS 87), deve ser igualmente arcado pela patrocinadora e os participantes, mediante um ajuste às contribuições normais.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

16. Obrigações com Benefícios Pós-Aposentadoria e Outros Benefícios (Continuação)

(b) Plano de pensão - Fundação Petrobras de Seguridade Social - Petros (Continuação)

Novo modelo de Plano de Pensão

Em 19 de abril de 2006, a Petrobras, na busca de um entendimento a respeito de seu Plano de Previdência Complementar, apresentou aos participantes empregados e assistidos proposta que visava propiciar uma situação de equilíbrio para o atual Plano Petros e a implantação de um Novo Plano, denominado Plano Petros 2.

A execução da proposta apresentada pela Diretoria Executiva da Companhia tinha diversas condicionantes, incluindo a repactuação do Regulamento do Plano Petros, no que se refere às formas de reajustes dos benefícios e pensões.

A proposta apresentada pela Companhia alterou duas condições do plano: i) os aumentos de salário dos funcionários ativos não serão base para reajustamento dos benefícios dos aposentados, os quais serão reajustados pelo indexador de inflação (IPCA); e ii) eventuais reduções nas pensões geradas pelo INSS não serão absorvidas pelo Plano Petros.

Em contrapartida pela aceitação da repactuação, os funcionários, aposentados e pensionistas receberam o incentivo financeiro de US\$523 que foi registrado como componente de “Outras despesas operacionais”.

Em 17 de agosto de 2007 a Diretoria da Companhia aprovou alterações no regulamento do Plano Petros, relativas ao acordo apresentado no dia 19 de abril de 2006, que não afetarão materialmente as obrigações com benefícios projetados. A Diretoria também aprovou mudanças no regulamento do Plano para incluir premissas relacionadas aos dois processos judiciais movidos contra a Petros por alguns participantes, a saber: i) redução da idade para os funcionários admitidos na Petrobras em 1978/1979 e; ii) mesma cobertura de pensão governamental para viúvas (os), os quais aumentaram as “Obrigações com benefícios pós-aposentadoria aos funcionários – Plano de pensão” no valor de US\$449 e “Outros resultados abrangentes acumulados – Ajustes de reservas de benefícios pós-aposentadoria, líquidos de impostos – Plano de pensão”, no valor de US\$296.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

16. Obrigações com Benefícios Pós-Aposentadoria e Outros Benefícios (Continuação)

(b) Plano de pensão - Fundação Petrobras de Seguridade Social - Petros (Continuação)

Novo modelo de Plano de Pensão (Continuação)

Em 12 de setembro de 2007 a Petrobras e as subsidiárias patrocinadoras do Plano Petros, os sindicatos e a Petros celebraram um Termo de Transação que irá garantir obrigações com planos de pensão no valor de US\$2.380, a serem pagos em prestações ao longo dos próximos 20 anos, conforme o acordado anteriormente durante o processo de repactuação, também serão providas garantias para o referido valor.

Em de 31 de dezembro de 2007, a Petrobras possuía um saldo de US\$1.907 relativo a Notas do Tesouro Nacional da série B, classificadas como ativo não circulante, que serão utilizadas futuramente a título de garantia ao supracitado Termo de Transação (ver Nota 5).

Novo plano de benefícios

Em 22 de junho de 2007, a Secretaria de Previdência Complementar aprovou a implementação do novo plano de previdência complementar, denominado Plano Petros 2. Em 1º de julho de 2007, a Petrobras ofereceu esse novo plano de pensão destinado aos novos empregados, assim como àqueles que ingressaram na Companhia após setembro de 2002 e que não possuíam o plano de previdência.

Esse Plano foi concebido na modalidade de Contribuição Variável (CV) ou misto, com a capitalização de recursos através de contas individuais, aposentadorias estabelecidas em função dos saldos das conta, além da cobertura para riscos previdenciários (invalidez e morte na fase ativa) e das opções de pagamento de benefícios em regime de renda vitalícia, com previsão de reversão em pensão para dependentes após morte do titular, ou pelo regime de recebimento em quotas por prazo indeterminado, além da garantia de um benefício mínimo.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

16. Obrigações com Benefícios Pós-Aposentadoria e Outros Benefícios (Continuação)

(b) Plano de pensão - Fundação Petrobras de Seguridade Social - Petros (Continuação)

Novo plano de benefícios (Continuação)

O Plano Petros 2 também contempla regime de pagamento em renda vitalícia, um benefício mínimo que garante a cobertura do benefício para que o mesmo não tenha valor monetário inferior a 30% do salário de contribuição médio.

A Petrobras e as demais patrocinadoras assumirão integralmente os custos com o serviço passado das contribuições correspondentes ao período em que os novos participantes estiveram sem plano, desde agosto de 2002, ou da admissão posterior, até o dia 29 de agosto de 2007.

Os desembolsos serão realizados durante os primeiros meses das contribuições até o total de meses durante o qual os participantes não possuíam um plano, devendo cobrir a parcela relativa aos participantes e à patrocinadora.

Os impactos relativos ao Plano Petros 2 foram calculados por atuários independentes e foram contabilizados conforme os padrões definidos nas SFAS 87, 132 e 158, os quais aumentaram as “Obrigações com benefícios pós-aposentadoria aos funcionários – Plano de Pensão” no valor de US\$136 e “Outros resultados abrangentes acumulados” – Ajustes das reservas de benefícios pós-aposentadoria, líquidos de impostos – Plano de pensão”, no valor de US\$90.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

16. Obrigações com Benefícios Pós-Aposentadoria e Outros Benefícios (Continuação)

(b) Plano de pensão - Fundação Petrobras de Seguridade Social - Petros (Continuação)

Ativos do Plano

Os ativos do plano são investidos principalmente em títulos do governo, fundos de investimento, instrumentos patrimoniais e propriedades.

A tabela abaixo descreve os tipos de ativos do plano:

	Em 31 de dezembro		
	2007		2006
	Benefícios- Definidos	Contribuição Variável	Benefícios- Definidos
Títulos do governo	41%	-	44%
Fundos de investimento	33%	100%	27%
Participação em ações	20%	-	20%
Outros	6%	-	9%
	100%	100%	100%

Ativos do plano incluem os seguintes títulos de partes relacionadas:

	Em 31 de dezembro	
	2007	2006
Ações ordinárias da Petrobras	405	304
Ações preferenciais da Petrobras	602	429
Companhias controladas pelo governo	129	54
Títulos do governo	6.806	4.952
Títulos de outras partes relacionadas	172	171
	8.114	5.910

A Petros aplicou recursos para o financiamento e desenvolvimento contínuo do campo de petróleo e gás de Albacora localizado na bacia de Campos, que são classificados como Títulos de outras empresas relacionadas (ver Nota 14).

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

16. Obrigações com Benefícios Pós-Aposentadoria e Outros Benefícios (Continuação)

(b) Plano de pensão - Fundação Petrobras de Seguridade Social - Petros (Continuação)

A taxa estimada de retorno de longo prazo dos ativos do Plano Petros adotada pela Companhia é de 6,32% acima da inflação. A carteira de investimentos da Petros em 31 de dezembro de 2007 era constituída por 74% de títulos, 41% dos quais eram títulos do governo mantidos até o vencimento que estão sujeitos a juros de 6% ao ano mais a variação do IPCA (Índice de Preços ao Consumidor) e dos quais 33% eram Fundos de Investimento que estão sujeitos a juros próximos ao CDI (Certificado de Depósito Inter-bancário), que vem apresentando rendimento de mais de 6% ao ano. Dessa maneira, a Companhia considera uma taxa de juros a longo-prazo de 6,32% apropriada para calcular o retorno esperado dos ativos, já que isso se alinha à composição da carteira de ativos do Petros.

A Petros tem um volume significativo de investimentos em títulos do governo, principalmente bonds NTN-B, que por um fideicomisso com o Departamento de Previdência Social serão mantidos até o vencimento sendo registrados ao valor justo de mercado, para os quais um ajuste atual líquido foi exigido. Dessa maneira, a porcentagem de ativos alocados nesse investimento permanecerá a mesma a curto-prazo.

(c) Petrobras Energía - PEPSA (incluindo PESA)

Plano de contribuição definida

Plano de Pensão Complementar para Funcionários

Em novembro de 2005, o Conselho de Administração da Petrobras Energía aprovou a implementação de um plano definido de contribuições voluntárias no qual todos os funcionários da Companhia têm a opção de participar. Por meio desse plano, a Petrobras Energía fará contribuições para um fideicomisso equivalente às contribuições feitas pelos funcionários que irão se inscrever no plano para um fundo mútuo ou AFJP, à sua escolha, em conformidade com um esquema definido para cada nível de salário. Os funcionários participantes podem fazer contribuições voluntárias que excedam aquelas estabelecidas no esquema mencionado, que não serão consideradas para fins das contribuições a serem feitas pela Petrobras Energía.

Nos exercícios findos em 31 de Dezembro de 2007 e 2006, a Petrobras Energía registrou uma despesa de US\$2 e de US\$1, respectivamente, atribuíveis a tais benefícios.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

16. Obrigações com Benefícios Pós-Aposentadoria e Outros Benefícios (Continuação)

(c) Petrobras Energía - PEPSA (incluindo PESA) (Continuação)

Plano de benefício definido

Plano Indemnity

Trata-se de um plano de benefício definido para todos os funcionários que cumpram determinadas condições, e se destina a conceder, na aposentadoria, um salário por cada ano de serviço na Companhia, de acordo com uma escala regressiva que considera os anos de vigência do plano.

Fundo Compensador

Trata-se de um plano de benefício definido para todos os funcionários da Petrobras Energía que foram admitidos na Companhia antes de 31 de maio de 1995, e acumularam determinado número de anos de serviço. O benefício tem como base o último salário recebido e os anos de serviço de cada funcionário inscrito no fundo.

O plano é de natureza complementar, ou seja, o benefício ao funcionário está representado pelo valor determinado pelas condições do plano, após a dedução dos benefícios a pagar ao funcionário nos termos do plano de contribuição e do sistema público de aposentadoria, de modo que o benefício agregado para cada funcionário seja igual ao estipulado neste plano.

O plano exige uma contribuição a um fundo exclusivo da Petrobras Energía e sem qualquer contribuição por parte dos funcionários, desde que estes contribuam para o sistema de aposentadoria pelo salário integral. Conforme o disposto nos estatutos sociais da Petrobras Energía, a Empresa contribui ao fundo com base na proposta à Assembléia dos Acionistas feita pelo Conselho de Administração de até 1,5% do lucro líquido de cada ano. Os ativos do fundo foram integrados a um fundo fiduciário. As metas com relação ao investimento dos ativos são: (i) a preservação do capital em dólares norte-americanos, (ii) a manutenção de níveis elevados de liquidez e (iii) o atingimento dos maiores resultados possíveis com base em 30 dias. Por este motivo, os ativos serão investidos principalmente em obrigações, debêntures, fundos mútuos e certificados de depósito. O Bank of New York é o agente fiduciário e Watson Wyatt é o agente administrador. Caso haja excesso (devidamente confirmado por um atuário independente) de recursos nos termos do contrato fiduciário, para cumprir os benefícios concedidos pelo plano, a Petrobras Energía poderá optar por sua utilização, e nesta hipótese a mesma terá que avisar o agente fiduciário do ocorrido.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

16. Obrigações com Benefícios Pós-Aposentadoria e Outros Benefícios (Continuação)

(d) Outros planos de contribuição definidos

Algumas subsidiárias da Petrobras patrocinam planos de aposentadoria para seus funcionários, com base no modelo de contribuição definida. Isso inclui a Transpetro, Suzano Petroquímica S.A., Petroquímica Triunfo S.A. e TBG, o novo plano dessa companhia atualmente está sendo examinado pelo (DEST), e após isso os Regulamentos do Plano serão enviados ao Secretário para Fundos de Pensão Suplementares (SPC).

(e) Plano de saúde - Assistência Multidisciplinar de Saúde (AMS)

A Petrobras e suas controladas brasileiras mantêm um plano de assistência médica (AMS), que oferece benefícios definidos, e cobre todos os empregados (ativos e aposentados) e seus respectivos dependentes. A Liquegás mantém e administra um plano de benefício de assistência médica em separado, que oferece benefícios definidos e cobre funcionários da LPG. Os planos são administrados pela Companhia e os empregados contribuem com parcelas fixas para cobertura de grandes riscos e com uma parcela dos custos incorridos referentes às demais coberturas, de acordo com tabelas de participação baseadas em determinados parâmetros, incluindo níveis salariais.

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.

A partir de 31 de dezembro de 2006, conforme o SFAS 158, os ganhos e perdas atuariais oriundos das diferenças entre os valores da obrigação determinada com base em projeções, e os valores efetivos, acham-se incluídos ou excluídos, respectivamente, do cálculo da obrigação atuarial e registrados como “Ajustes de reservas de benefícios pós-aposentadoria líquido de impostos - plano de saúde” em “Outros Resultados Abrangentes Acumulados”, no patrimônio líquido.

Os ganhos e perdas registrados como “Outros resultados abrangentes acumulados” são amortizados ao longo do período de serviço remanescente médio dos funcionários ativos.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

16. Obrigações com Benefícios Pós-Aposentadoria e Outros Benefícios (Continuação)

(e) Plano de saúde - Assistência Multidisciplinar de Saúde (AMS) (Continuação)

Em 15 de dezembro de 2006, a Petrobras implementou o Benefício Farmácia, que prevê condições especiais na aquisição de certos medicamentos pelos beneficiários da AMS, em farmácias cadastradas, localizadas em todo Brasil.

Com a implementação deste Benefício, o custo não reconhecido do serviço passado estimado por atuários independentes, em 31 de dezembro de 2006, foi de US\$86, sendo amortizados ao longo do período médio de serviço remanescente dos empregados ativos. O custo do serviço passado não reconhecido foi incluído em “Outros Resultados Abrangentes Acumulados” e apresentado nas Variações das Obrigações de Benefício, como “Aditamento do Plano”.

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 SFAS 106. 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	140	(112)
Efeito sobre a obrigação com benefícios pós-aposentadoria	1.068	(870)

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

16. Obrigações com Benefícios Pós-Aposentadoria e Outros Benefícios (Continuação)

(f) Posição custeada dos planos

A posição custeada dos planos em 31 de dezembro de 2007 e 2006, 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:

	2007		2006		
	Planos de Pensão Benefícios Definidos (1)	Contribuição Variável	Plano de Saúde (2)	Benefícios de Pensão (1)	Plano de Saúde (2)
Variação das obrigações com benefícios:					
Obrigações com benefícios no início do exercício	17.238	-	5.433	14.422	4.974
Custo dos serviços	205	31	102	174	81
Custo dos Juros	2.018	7	631	1.712	595
Mudança no Plano	449	-	-	-	-
Perda (ganho) atuarial	519	17	(207)	244	(599)
Benefícios pagos	(835)	-	(217)	(713)	(175)
Novo plano de pensão de contribuição variável	-	136	-	-	-
Aditamento ao plano - Benefícios Farmácia	-	-	-	-	86
Outros	(15)	-	-	7	-
Ganho na conversão	3.802	19	1.156	1.392	471
Obrigações com benefícios no fim do exercício	23.381	210	6.898	17.238	5.433
Variação dos ativos do plano:					
Valor justo dos ativos do plano no início do exercício	12.395	-	-	9.413	-
Retorno efetivo sobre os ativos do plano	3.680	1	-	2.447	-
Contribuições por parte da Companhia	233	49	217	187	175
Contribuições por parte dos funcionários	166	19	-	135	-
Benefícios pagos	(835)	-	(217)	(713)	(175)
Outros	(48)	-	-	(1)	-
Ganhos na conversão	2.882	7	-	927	-
Valor justo dos ativos do plano no fim do exercício	18.473	76	-	12.395	-
Situação de financiamento	(4.908)	(134)	(6.898)	(4.843)	(5.433)
Valores reconhecidos no balanço patrimonial consistem de:					
Passivo circulante	(230)	(134)	(259)	(198)	(190)
Passivo exigível à longo prazo	(4.678)	-	(6.639)	(4.645)	(5.243)
	(4.908)	(134)	(6.898)	(4.843)	(5.433)
Perda atuarial líquida não-reconhecida	1.728	16	1.381	3.097	1.407
Custo de serviço passado não reconhecido	449	146	25	13	88
Outros resultados abrangentes acumulados	2.177	162	1.406	3.110	1.495
Total da obrigação reconhecida, líquida	(2.731)	28	(5.492)	(1.733)	(3.938)

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

16. Obrigações com Benefícios Pós-Aposentadoria e Outros Benefícios (Continuação)

(f) Posição custeada dos planos (Continuação)

- (1) Inclui Petros (Companhias do Grupo Petrobras) e obrigações com benefícios de pensão da PEPSA e da PELS.A.
- (2) Inclui AMS (Companhias do Grupo Petrobras) e obrigações com benefícios de plano de saúde da Liquigás.

O custo periódico de benefício líquido inclui os seguintes componentes:

	2007			2006	
	Planos de Pensão		Plano de Saúde	Benefícios de Pensão	Benefícios de Plano de Saúde
Benefícios Definidos	Contribuição variável				
Custo-benefício dos serviços incorridos durante o exercício	205	31	102	174	81
Custo de juros sobre obrigações estimadas com benefícios	2.018	7	631	1.712	595
Retorno estimado sobre os ativos do plano	(1.497)	(3)	-	(1.157)	-
Perda atuarial reconhecida	169	-	91	322	140
Custo dos serviços passados	59	4	81	-	-
Ganho na conversão	56	2	73	30	11
	1.010	41	978	1.081	827
Contribuições por parte dos funcionários	(163)	(15)	-	(133)	-
Custo periódico de benefício, líquido	847	26	978	948	827

Mutações dos valores registradas em outros resultados abrangentes acumulados:

	Planos de Pensão		Benefícios de Assistência Médica
	Benefícios Definidos	Contribuição Variável	
Outros resultados abrangentes acumulados no início do exercício	3.110	-	1.495
Perda/(ganho) atuarial líquido	(1,676)	15	(207)
Amortização de (perda)/ganho atuarial	(169)	-	(91)
Custo de serviço passado	449	136	-
Amortização do custo de serviço passado	(59)	(4)	(81)
Ganho sobre a conversão	522	5	290
Outros resultados abrangentes acumulados no final do exercício	2.177	162	1.406

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

16. Obrigações com Benefícios Pós-Aposentadoria e Outros Benefícios (Continuação)

(f) Posição custeada dos planos (Continuação)

Componentes de Custo de Benefício Periódico Líquido para o próximo ano:

Valores estimados incluídos em outros resultados abrangentes acumulados em 31 de dezembro de 2007 que serão amortizados no custo periódico pós-aposentadoria líquido durante 2008 estão apresentados abaixo:

	Planos de pensão		Benefícios de assistência médica
	Benefícios Definidos	Contribuição Variável	
Perda (ganho) atuarial líquido não-reconhecido	2	-	59
Custo de serviço passado não-reconhecido	58	9	2

As principais premissas adotadas no cálculo atuarial para 2007 e 2006 estão sumarizadas abaixo:

	2007		2006	
	Benefícios de Plano de pensão	Benefícios de Plano de saúde	Benefícios de Plano de pensão	Benefícios de Plano de saúde
Taxa de desconto	Inflação: 4% + 6%	Inflação: 4% + 6%	Inflação: 4,5% + 6%	Inflação: 4,5% + 6%
Taxas de crescimento nos níveis salariais	Inflação: 4% + 2,4%	Inflação: 4% + 2,4%	Inflação: 4,5% + 2,02%	Inflação: 4,5% + 2,02%
Taxa esperada de retorno dos ativos de longo prazo	Inflação: 4% + 6,32%	Não aplicável	Inflação: 4,5% + 6,19%	Não aplicável
Tabela de mortalidade	AT 2000*	AT 2000*	AT 2000*	AT 2000*

(*) Diferenciada por sexo (masculino e feminino).

A Petrobras tem consolidado as informações para todos os planos de pensão de benefícios definidos. Os planos de benefícios nacionais da Petrobras, BR Distribuidora, Petroquisa e REFAP contemplam premissas similares e a obrigação com o benefício referente a PEPSA, 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.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

16. Obrigações com Benefícios Pós-Aposentadoria e Outros Benefícios (Continuação)

(f) Posição custeada dos planos (Continuação)

A determinação das despesas e passivos, relacionados ao plano de pensão da Companhia, envolve o uso de julgamento na determinação das premissas atuariais. Incluem 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 efetivos, devido a 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 SFAS 87 e interpretações subseqüentes, 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 SFAS 87 em ambientes historicamente inflacionários como o Brasil gera certos problemas, uma vez que a empresa 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.

(g) Contribuições e pagamentos de benefícios

Em 2007, as contribuições efetuadas pela Companhia a seus planos de pensão totalizaram US\$282. Em 2008, a Companhia espera que tais contribuições sejam de, aproximadamente, US\$369. 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.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

16. Obrigações com Benefícios Pós-Aposentadoria e Outros Benefícios (Continuação)

(g) Contribuições e pagamento de benefícios (Continuação)

Os seguintes pagamentos de benefícios, que incluem a estimativa de serviços futuros, deverão ser efetuados pelo fundo de pensão nos próximos 10 anos:

	Plano de Pensão		
	Benefícios Definidos	Contribuição Variável	Benefício com Plano de Saúde
2008	1.133	2	257
2009	1.240	4	292
2010	1.355	6	329
2011	1.479	8	371
2012	1.617	10	416
Cinco anos subsequentes	10.430	123	2.837

17. Patrimônio Líquido

(a) Capital

Em 31 de dezembro de 2007 e 2006, o capital subscrito e integralizado da Companhia estava representado por 2.536.673.672 ações ordinárias e 1.850.364.698 ações preferenciais corrigidas retroativamente para o desdobramento de ações mencionado na Nota 26 (b). 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.

Em 13 de maio de 2005, a administração da Petrobras aprovou proposta de desdobramento de ações e a relativa emenda ao artigo 4 do Estatuto Social da Companhia. Esses assuntos foram discutidos pelos acionistas na Assembléia Geral Extraordinária (AGE) realizada em 15 de junho de 2005.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

17. Patrimônio Líquido (Continuação)

(a) Capital (Continuação)

Em 22 de julho de 2005, a Assembléia Geral Extraordinária deliberou sobre o desdobramento de cada ação da Companhia em quatro, resultando na distribuição gratuita de 3 (três) ações novas da mesma espécie para cada uma original, com base na posição acionária de 31 de agosto de 2005. Nessa mesma data, foi aprovada a alteração do artigo 4º do Estatuto Social da Companhia, determinando que o capital passasse a ser dividido em 4.386.151.700 ações, das quais 2.536.673.672 ordinárias e 1.849.478.028 preferenciais, sem valor nominal. Tal aditamento do Estatuto Social da Companhia passou a vigorar em 1º de setembro de 2005. A relação entre o *American Receipt Depository* (ADS) e ações de cada classe foi alterada de uma para quatro ações para um ADS.

Em 11 de maio de 2007, o Conselho de Administração aprovou a mudança na relação entre as ações subjacentes emitidas em nome da Companhia e as *American Shares Depository* (ADS's) de 4 (quatro) ações por cada ADS para 2 (duas) ações por cada ADS. Essa modificação entrou em vigor em 2 de julho de 2007. Todas as informações por ADS nas demonstrações contábeis e notas em anexo foram ajustadas para refletir o resultado da mudança na relação de ações subjacentes emitidas em nome da Companhia e os ADS's.

A legislação brasileira em vigor dispõe que o Governo Federal deverá ser proprietário de 50% mais uma ação do capital votante da Companhia.

Os acionistas na Assembléia Geral Extraordinária da Companhia realizada em 1º de junho de 2006, aprovaram a incorporação de ações na Petroquisa pela Petrobras, consoante a re-ratificação do Protocolo de Fusão e Incorporação na transação de incorporação de ações realizada pelas duas companhias. O Conselho de Administração da Companhia aprovou a emissão de 886.670 ações preferenciais no que se refere à incorporação de ações na Petroquisa pela Petrobras.

Para implementar a transação, a taxa de troca para as ações a ser usada foi baseada no valor do patrimônio líquido das companhias na data base de 31 de dezembro de 2005, quando 4.496 ações preferenciais emitidas pela Petrobras foram atribuídas a cada lote de 1.000 ações ordinárias ou preferenciais emitidas pela Petroquisa.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

17. Patrimônio Líquido (Continuação)

(a) Capital (Continuação)

Nenhum acionista da Petrobras manifestou sua intenção de exercer o direito de retirada até o fim do prazo em 7 de julho de 2006. Cinco acionistas da Petroquisa com uma participação total de 1.015.910 ações exerceram o direito de retirada até o fim do prazo estabelecido (5 de julho de 2006) e foram reembolsados no valor de R\$153,47 (US\$70,56) por lote de 1.000 ações, usando fundos providos pela Petroquisa, em 10 de julho de 2006. A Petrobras então adquiriu as ações pelo mesmo preço, dessa maneira transferindo a propriedade.

Em 15 de dezembro de 2006, o Conselho de Administração autorizou, nos termos do Artigo 29, inciso II do Estatuto Social da Companhia, a recompra de até 91.500,000 ações preferenciais em circulação para futuro cancelamento, utilizando-se de recursos da reservas de lucros.

O cronograma autorizado para recompra expirou em 2007 e a opção de recompra não foi exercida.

Em Assembléia Geral Extraordinária realizada juntamente com a Assembléia Geral Ordinária, em 2 de abril de 2007, os acionistas da Petrobras aprovaram o aumento no capital da Companhia para US\$24.623 (R\$52.644 milhões) mediante capitalização de reservas de lucros acumulada durante os exercícios anteriores, no valor de US\$1.647 (R\$3.372 milhões), e de reserva estatutária, no valor de US\$492 (R\$1.008 milhões), e sem a emissão de novas ações, de acordo com o artigo 169, parágrafo 1, Lei N° 6.404/76. Essa capitalização tem como objetivo compatibilizar o capital da Companhia aos investimentos de uma companhia petrolífera, levando em consideração o uso intensivo de capital e ciclos operacionais estendidos.

Em Assembléia Geral Extraordinária realizada juntamente com a Assembléia Geral Ordinária, em 3 de abril de 2006, os acionistas da Companhia aprovaram o aumento do capital social da Companhia para US\$22.397 (R\$48.248 milhões), mediante a capitalização de reservas de lucros acumulados durante exercícios anteriores, no montante de US\$6.969 (R\$15.012 milhões), sem a emissão de novas ações, de acordo com artigo 169, parágrafo 1°, da Lei n° 6.404/76. Essa capitalização teve como objetivo compatibilizar o capital da Companhia com os investimentos de uma companhia petrolífera, levando em consideração o uso intensivo de capital e ciclos operacionais estendidos.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

17. Patrimônio Líquido (Continuação)

(b) Dividendos e juros sobre capital próprio

De acordo com o Estatuto Social da Companhia, os detentores de ações ordinárias e preferenciais têm direito a um dividendo mínimo de 25% do lucro líquido do exercício ajustado, de acordo com a legislação societária brasileira. Adicionalmente, 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 da Companhia. A partir de 1º de janeiro de 1996, os juros atribuíveis aos acionistas (veja a seguir) passaram a ser deduzidos do cálculo dos dividendos mínimos. Os dividendos são pagos em reais. Ao longo do exercício de 2007, a Companhia pagou US\$778 de dividendos (2006 - US\$760, 2005 - US\$275). A distribuição de dividendos referentes a exercícios a partir de 1º de janeiro de 1996 não está sujeita a imposto retido na fonte.

A Companhia constitui uma provisão para seus dividendos mínimos ou total do juros sobre capital próprio quando o benefício fiscal foi 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 Nº 9.249/95, exceto quando o acionista for isento ou imune. A Companhia efetuou o pagamento de US\$3.225 de juros sobre o capital próprio durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2007 (2006 - US\$2.453; 2005 - US\$1.835).

Os juros sobre o patrimônio líquido foram incluídos com o dividendo proposto para o ano, conforme estabelecido pelo Estatuto Social da Companhia e gerou créditos de imposto de renda e contribuição social de US\$948 (US\$994 em 2006, e US\$791 em 2005) (ver Nota 3).

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

17. Patrimônio Líquido (Continuação)

(b) Dividendos e juros sobre capital próprio (Continuação)

A proposta para dividendos de 2007 que está sendo apresentada pelo Conselho de Administração da Petrobras para aprovação pelos acionistas na Assembléia Geral Ordinária a ser realizada em 4 de abril de 2008, no valor de US\$3.715, está em conformidade com o Estatuto Social com relação a direitos garantidos de ações preferenciais (artigo 5), incluindo juros sobre o capital, já aprovada pelo Conselho de Administração:

- em 25 de julho de 2007, totalizando US\$1.238, que foram disponibilizados aos acionistas em 23 de janeiro de 2008, com base na posição acionária de 17 de agosto de 2007, atualizada de acordo com a variação na taxa SELIC a partir de 31 de dezembro de 2007;
- em 21 de setembro de 2007, totalizando US\$1.238, que serão disponibilizados aos acionistas até 31 de março de 2008, com base na posição acionária de 5 de outubro de 2007;
- em 27 de dezembro de 2007, no valor de US\$ 744, que serão disponibilizados até 30 de abril de 2008 com base na posição acionária de 11 de janeiro de 2008;
- em 3 de março de 2008, a parcela final dos juros sobre o capital próprio, no valor de US\$ 371, juntamente com os dividendos de US\$124, que serão disponibilizados com base na posição acionária de 4 de abril de 2008, data da Assembléia Geral Ordinária que deliberará sobre a questão.

Os juros sobre capital próprio estão sujeitos ao imposto retido na fonte à alíquota de 15%, exceto para acionistas imunes ou isentos, conforme estabelecido pela Lei nº 9.249/95.

Os dividendos e a parcela final dos juros sobre o capital próprio, serão pagos numa data a ser estabelecida na Assembléia Geral Ordinária dos Acionistas. Essas quantias serão atualizadas a partir de 31 de dezembro de 2007 até a data de início de pagamento, de acordo com a variação da taxa SELIC.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

17. Patrimônio Líquido (Continuação)

(b) Dividendos e juros sobre capital próprio (Continuação)

Os juros sobre o capital próprio foram incluídos no cálculo dos dividendos propostos para esse exercício, conforme estabelecido pelo Estatuto Social da Companhia.

Em 02 de abril de 2007, a Assembléia Geral Ordinária aprovou dividendos referentes ao exercício de 2006, totalizando US\$3.693, incluindo juros sobre o capital para o qual, US\$2.052 foram disponibilizados aos acionistas em 4 de janeiro de 2007, com base na posição acionária em 31 de outubro de 2006, US\$923 foram pagos em 30 de março de 2007, com base na posição acionária em 28 de dezembro de 2006, e o saldo remanescente de US\$718, foi pago dentro do prazo legal em 17 de maio de 2007, com base na posição acionária em 2 de abril de 2007.

Os juros sobre capital próprio estão sujeitos ao imposto retido na fonte à alíquota de 15%, exceto para acionistas imunes ou isentos, conforme estabelecido pela Lei N° 9.249/95. Esses dividendos foram atualizados de acordo com a variação na taxa Selic a partir de 31 de dezembro de 2006 a 17 de maio de 2007, a data de pagamento.

Os dividendos relacionados ao exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2005, aprovados na Assembléia Geral de Acionistas realizada em 3 de abril de 2006, no valor de US\$2.998 (incluindo as parcelas de juros sobre capital próprio, no valor de US\$933, pagos aos acionistas em 5 de janeiro de 2006, e no valor de US\$939, pagos aos acionistas em 22 de março de 2006) foram disponibilizados aos acionistas em 23 de maio de 2006.

A legislação brasileira só permite o pagamento de dividendos a partir de lucros acumulados nos registros contábeis estatutários. Em 31 de dezembro de 2007, a Companhia tinha apropriado todos esses lucros acumulados.

Além disso, em 31 de dezembro de 2007, a reserva de lucros acumulados apropriados, totalizando US\$30.280, pode ser utilizada para fins de distribuição de dividendos, se for aprovado pelos acionistas, todavia, a intenção declarada da Companhia é usar tal reserva para financiar capital de giro e dispêndios para aquisição de imobilizado.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

17. Patrimônio Líquido (Continuação)

(c) Lucro líquido básico e diluído por ação

O lucro líquido básico e diluído por ação foi determinado como segue:

	Exercício findo em 31 de dezembro		
	2007	2006	2005
Lucro antes dos itens extraordinários	13.138	12.826	10.186
Ganho extraordinário, líquido de impostos	-	-	158
Lucro líquido do exercício	13.138	12.826	10.344
Menos dividendos atribuíveis a ações preferenciais	(813)	(577)	(426)
Menos dividendos atribuíveis a ações ordinárias, até o limite dos dividendos atribuíveis a ações preferenciais, por ação	(1.115)	(791)	(584)
Saldo do lucro líquido a ser alocado igualmente às ações ordinárias e preferenciais	11.210	11.458	9.334
Média ponderada do número de ações em circulação:			
Ordinárias/ADS	5,073,347,344(**)	5,073,347,344(**)	5,073,347,344(**)
Preferenciais/ADS	3,700,729,396(**)	3,699,806,288(**)	3,698,956,056(**)
Lucro básico e diluído por ação			
Ordinária e preferencial	1.50(**)	1.46(**)	1.18(*)(**)
Lucro básico e diluído por ADS	3.00(**)	2.92(**)	2.36(*)(**)

(*) Informação por ação é apresentada depois do item extraordinário.

(**) Considera o efeito de um desdobramento de ações de 1 para 2, realizado em 25 de abril de 2008 (vide Nota 26 (b)).

(d) Reservas de capital

- AFRMM

Refere-se à incidência do Adicional de Frete da Marinha Mercante (AFRMM) de acordo com as normas aplicáveis. Esses recursos são utilizados para aquisição, reforma ou reparo de embarcações da frota da Companhia.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

17. Patrimônio Líquido (Continuação)

(d) Reservas de capital (Continuação)

- Reserva de incentivos fiscais

Reserva constituída com aplicações em incentivos fiscais no Fundo de Investimento do Nordeste (FINOR), 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 2007, esse incentivo totalizava US\$601 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.

(e) Lucros acumulados apropriados

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.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

17. Patrimônio Líquido (Continuação)

(e) Lucros acumulados apropriados (Continuação)

- Reserva de retenção de lucros

Esta reserva foi constituída de acordo com o artigo 196 da Lei No. 6.404/76, para financiar o programa anual de investimentos da Companhia. A destinação do lucro líquido do exercício findo em 31 de dezembro de 2005 incluiu a retenção de lucros no valor de US\$6.453, dos quais US\$6.449 correspondia ao lucro líquido do exercício e US\$4 do saldo restante dos lucros retidos. Essa retenção teve como objetivo cobrir parcialmente o programa anual de investimentos estabelecidos no orçamento de capital de 2006, com aprovação da Assembléia Geral dos Acionistas realizada em 3 de abril de 2006.

A destinação do lucro líquido do exercício findo em 31 de dezembro de 2006 incluiu a retenção de lucros de US\$8.004, com a quantia de US\$7.775 oriunda do lucro líquido do exercício e mais US\$229 do saldo de lucros retidos. Tal proposta destinava-se a cobrir em parte o programa anual de investimentos definido no orçamento de capital para 2007, com aprovação da Assembléia Geral dos Acionistas de 2 de abril de 2007.

A destinação do lucro líquido do exercício findo em 31 de dezembro de 2007 incluiu a retenção de lucros de US\$7.954, com a quantia de US\$7.951 oriunda do lucro líquido do exercício e mais US\$3 do saldo de lucros retidos. Tal proposta destina-se a cobrir em parte o programa anual de investimentos definido no orçamento de capital para 2008, a ser aprovada pela Assembléia Geral dos Acionistas a ser realizada em 4 de abril de 2008.

- 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 desta reserva não pode exceder 5% do capital social, de acordo com o Artigo 55 do Estatuto Social da Companhia.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

18. Aquisições no Brasil e no Exterior

(a) Movimentação no saldo de ágio para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2007 e 2006:

Saldo em 31 de dezembro de 2005	237
Ajuste de conversão acumulado	<u>6</u>
	<hr/>
Saldo em 31 de dezembro de 2006	243
	<hr/>
Companhias comerciais e de refino dos EUA	223
Prejuízos fiscais a compensar	(168)
Ajuste de conversão acumulado	<u>15</u>
	<hr/>
Saldo em 31 de dezembro de 2007	313
	<hr/>

(b) Grupo Ipiranga

Em 18 de abril de 2007, Ultrapar (a “Comissária”), tendo Braskem S.A. e Petróleo Brasileiro SA - Petrobras (mediante acordo de comissão) como partes intervenientes, adquiriu pela quantia de US\$2.694 (R\$5.486 milhões) a ser paga em três parcelas. Em 18 de abril de 2007, Ultrapar, Petrobras e Braskem efetuaram, conforme acordado no contrato de compra e venda celebrado em 18 de março de 2007, o pagamento da primeira parcela no valor de US\$1.017 (R\$ 2.071 milhões) relativos à aquisição do controle acionário do Grupo Ipiranga, dos quais US\$365 (R\$ 743 milhões) foram pagos pela Petrobras.

Nos termos do acordo assinado pela Ultrapar, Braskem e Petrobras, a Ultrapar passou a deter o controle dos negócios de distribuição de combustíveis localizados nas regiões Sul e Sudeste (“Ativos de Distribuição Sul”), a Petrobras assumirá o controle sobre os negócios de distribuição de combustíveis localizados nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste (“Ativos de Distribuição Norte”), e a Braskem terá o controle sobre os ativos petroquímicos, representados pela Ipiranga Química S.A. (IQ), Ipiranga Petroquímica S.A. (IPQ) e pela participação desta na Companhia Petroquímica do Sul (Copesul), com a Petrobras também detendo participação nos ativos petroquímicos. Os ativos relacionados às operações de refino de petróleo detidos pela Refinaria de Petróleo Ipiranga (RPI) serão compartilhados igualmente entre Petrobras, Ultrapar e Braskem.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

18. Aquisições no Brasil e no Exterior (Continuação)

(b) Grupo Ipiranga (Continuação)

A Ultrapar é a responsável por executar a reorganização societária das empresas adquiridas, com o objetivo de separar os ativos atribuídos a cada uma das empresas adquirentes.

A operação foi apresentada à aprovação das autoridades brasileiras de defesa da concorrência (Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), a Secretaria de Direito Econômico (SDE) e a Secretaria de Acompanhamento Econômico (SEAE)).

Um documento do CADE denominado “Acordo de Preservação da Reversibilidade da Operação (APRO)” permitiu que a Petrobras escolhesse um gestor e negociasse a implementação de uma política de governança que garanta a gestão dos ativos e direitos dos acionistas minoritários. Com o APRO, a gestão dos ativos de distribuição adquiridos pela Petrobras passa a ser conduzida de forma independente da gestão dos ativos adquiridos pela Ultrapar. O APRO estará em vigor até que o CADE aprove a aquisição dos Ativos de Distribuição do Norte pela Petrobras.

Com relação às atividades petroquímicas, em 18 de maio de 2007, a Petrobras e a Braskem arquivaram uma solicitação para registrar OPA de *Tag Along* da IPQ, permitindo que as partes comprem ações detidas pelos acionistas minoritários em 28 de junho de 2007. O valor da transação foi de US\$60 (R\$118 milhões). Em 4 de julho de 2007, a CVM deferiu o pedido de dispensa da referida OPA e, em 18 de julho de 2007, a IPQ teve seu registro de companhia aberta cancelado.

A CVM concedeu o registro da OPA para fechar o capital da Copesul em 10 de agosto de 2007 e o leilão para comprar ações ordinárias da Copesul foi realizado em 5 de outubro de 2007. O valor da operação foi de US\$731 (R\$1.294 milhões).

Em outubro e novembro de 2007, houve Ofertas Públicas (OPA) dos acionistas minoritários da RPI, DPPI e CBPI. A Petrobras pagou US\$119 (R\$211 milhões) por essas aquisições.

As Assembléias Gerais Extraordinárias da RPI, DPPI, CBPI e Ultrapar foram realizadas em 18 de dezembro de 2007 e decidiram a favor da Incorporação de Ações e os acionistas preferenciais do Grupo Ipiranga receberam ações da Ultrapar de acordo com a taxa de troca pré-estabelecida.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

18. Aquisições no Brasil e no Exterior (Continuação)

(b) Grupo Ipiranga (Continuação)

A Ultrapar está conduzindo a última etapa do processo, implementando a reorganização societária das companhias do Grupo Ipiranga, com o objetivo de permitir a segregação e transferência de Ativos Petroquímicos, Ativos de Distribuição Norte, Ativos de Distribuição Sul e Ativos de Refino, conforme acordado entre as partes. Após a reorganização societária, a Ultrapar realizará a transferência das participações societárias conforme a seguir:

- (a) As participações acionárias dos Ativos Petroquímicos para a Braskem e para a Petrobras, na proporção de 60% e 40%, respectivamente. O desembolso da Petrobras foi de US\$233 (R\$412 milhões); e
- (b) A Petrobras receberá 100% da companhia criada exclusivamente para receber os Ativos de Distribuição no Norte (Alvo Distribuidora de Combustíveis Ltda.), Ipiranga Asfaltos - IASA, e cada uma das companhias (Petrobras, Ultrapar e Braskem) também receberão 1/3 da RPI. Estas transferências, que caracterizam o fechamento da operação, prevêm um desembolso pela Petrobras estimado em US\$398 (R\$706 million).

A Petrobras não consolidou os “Ativos de Distribuição no Norte” em suas demonstrações contábeis já que o acordo do APRO assinado com o CADE restringe o controle sobre os ativos, incluindo obtenção e aprovação formal para determinadas decisões administrativas, de vendas e operacionais.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

18. Aquisições no Brasil e no Exterior (Continuação)

(b) Grupo Ipiranga (Continuação)

Do preço de compra para os Ativos de Distribuição do Norte, US\$52, foi alocado no imobilizado líquido de imposto e US\$229 no ágio.

Do preço de compra dos ativos petroquímicos, US\$154, foi alocado no imobilizado líquido de imposto e US\$194 no ágio.

O excedente de alocação feito no imobilizado será amortizado ao longo da sua vida útil remanescente.

Em 31 de dezembro de 2007, a Petrobras apresentava um saldo de US\$621 relativo a investimentos em “Ativos de Distribuição do Norte”, registrado de acordo com o método de equivalência patrimonial, baseado nas demonstrações contábeis de 31 de outubro de 2007, conforme definido pelo CADE através da APRO, que estabelece que a Petrobras só pode receber informações dos “Ativos de Distribuição do Norte”, com uma defasagem de 60 dias.

Em 31 de dezembro de 2007, a Petrobras também apresentava um saldo de US\$555, referente a investimentos em ativos petroquímicos, (representados por IQ e IPQ). Esses investimentos foram registrados de acordo com o método de equivalência patrimonial, com base nas demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2007 e participação de 40% da Petrobras.

Em 31 de dezembro de 2007, a Petrobras não apresentava saldo referente a investimentos na RPI, na qual a Petrobras detém uma participação de 33% devido ao fato de a Companhia ter feito uma provisão para perda em investimentos no valor de US\$1,7.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

18. Aquisições no Brasil e no Exterior (Continuação)

(b) Grupo Ipiranga (Continuação)

b.1) Acordo de Investimento da Braskem

Em 30 de novembro de 2007, foi celebrado contrato de investimentos entre a Braskem, Odebrecht, Petrobras, Petroquisa e Norquisa, através do qual foi acordada a integração na Braskem de ativos petroquímicos detidos pela Petrobras e pela Petroquisa. Com a integração, esperada para ocorrer em 2008, a participação conjunta da Petrobras e da Petroquisa, no capital votante da Braskem passará de 8,1% para 30% e, no capital total, de 6,8% para 25%.

Os ativos petroquímicos que serão aportados pela Petrobras e Petroquisa na Braskem são: (i) 37,30% do capital votante e total da Copesul; (ii) 40% do capital votante e total da IPQ; (iii) 40% do capital votante e total da IQ; (iv) 100% do capital votante e total da Petroquímica Triunfo; e (v) 40% do capital votante e total da Petroquímica Paulínia (PPSA).

A Petrobras e a Petroquisa terão a opção de aportar na Braskem até 100% do capital votante e total da Triunfo. Caso o aporte não ocorra, Petrobras e Petroquisa poderão aportar caixa equivalente ao valor econômico deste ativo.

Petrobras, Petroquisa, Odebrecht e Norquisa, com a interveniência da Braskem, já acordaram os termos para a celebração do novo acordo de acionistas da Braskem, o qual será assinado simultaneamente à Integração dos ativos petroquímicos, que se dará em Assembleias Gerais Extraordinárias da Braskem, IQ, IPQ, Copesul, PPSA e Triunfo, convocadas especificamente para este fim, em até 6 (seis) meses contados do dia 30 de novembro de 2007.

A operação foi apresentada às autoridades brasileiras de defesa da concorrência (Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE, Secretaria de Direito Econômico - SDE, e Secretaria de Acompanhamento Econômico - SEAE), no prazo e de acordo com a legislação em vigor

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

18. Aquisições no Brasil e no Exterior (Continuação)

(c) Aquisição da Suzano Petroquímica S.A.

Em 30 de novembro de 2007, a Petrobras adquiriu 76,58% do total de ações da Suzano Petroquímica S.A., incluindo 99,9% do total de ações ordinárias, no valor de US\$1.186 (US\$7,49 por ação ordinária e US\$5,99 por ação preferencial). Do preço de compra, US\$72, foi alocado no imobilizado líquido de imposto, e US\$5 no estoque, líquido de impostos, e o saldo restante US\$602, no ágio.

A alocação feita no imobilizado será amortizada ao longo de sua vida útil e a alocação no estoque foi totalmente amortizada devido à sua realização.

Na mesma data a Petrobras e a Unipar celebraram um Acordo de Investimento, para criar uma nova entidade (CPS-Companhia Petroquímica do Sudeste). A criação da CPS compreende a transferência das ações da Suzano Petroquímica S.A. para CPS, e a transferência de determinadas participações detidas pela Unipar para a CPS. Ao término do processo de estruturação, a Petrobras deterá 40% da participação na CPS e a Unipar, 60%.

O Acordo de Investimento concedeu à Unipar, durante o processo de estruturação da CPS, determinados direitos de veto que impedem a Petrobras de comandar as políticas financeiras e operacionais da Suzano Petroquímica S.A. Os direitos incluem direitos de veto de políticas operacionais, orçamentos de despesas, planos de financiamento e investimento, remuneração da administração e distribuição de dividendos. Considerando a ausência de controle da Petrobras durante o processo de reorganização, o investimento na Suzano Petroquímica S.A. foi contabilizada pelo método de equivalência patrimonial.

A operação foi apresentada às autoridades brasileiras de defesa da concorrência (Conselho Administrativo de Defesa Econômica), Secretaria de Direito Econômico (SDE), Secretaria de Acompanhamento Econômico (SEAE) nos prazos e de acordo com os procedimentos especificados na legislação em vigor.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

18. Aquisições no Brasil e no Exterior (Continuação)

(d) Aquisição da Refinaria Pasadena

Através de sua subsidiária integral Petrobras America Inc., em 1º de setembro de 2006 a Companhia concluiu a aquisição de 50% das ações da Pasadena Refinery System, Inc, empresa de refino e distribuidora de petróleo com base nos Estados Unidos e controlada pelo grupo belga Compagnie Nationale a Portefeuille SA - CNP. O preço de compra foi de aproximadamente US\$416 e teve como base o modelo de avaliação econômica dos lucros futuros estimados da refinaria. Devido à imaterialidade, não foi apresentada informação pro forma.

A aquisição se deu basicamente para permitir à Petrobras expandir suas atividades internacionais de acordo com o Plano Estratégico.

(e) Aquisição da Usina Termoeétrica de Juiz de Fora

Em 4 de outubro de 2007, a Petrobras comprou da Energisa S.A. 100% das ações da Usina Termoeétrica de Juiz de Fora, uma usina elétrica à gás natural, com uma capacidade de geração de energia instalada de 87 MW, e que tem contratos de fornecimento para vender energia até 2022.

Além disso, a Petrobras Comercializadora de Energia Ltda, e a Energisa S.A. celebraram um contrato para uso dos direitos sobre a comercialização de energia com as subsidiárias da Energisa no Nordeste do Brasil. O preço de compra foi de US\$119 (R\$210 milhões). Devido à imaterialidade, informações pró-forma não foram apresentadas.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

18. Aquisições no Brasil e no Exterior (Continuação)

(f) Novos Projetos Internacionais

Em 9 de novembro de 2007, a Petrobras assinou um documento de compra de 87,5% das ações da companhia japonesa Nansei Sekiyu Kabushiki Kaisha (NSS) da TonenGeneral Sekiyu Kabushiki Kaisha (TGSK), uma subsidiária da ExxonMobil, por um valor aproximado de US\$50. A aquisição inclui uma refinaria com uma capacidade de 100.000 bpd, que refina óleo leve e produz derivados de petróleo de alta qualidade. Também compreende um terminal de óleo e derivados de petróleo com capacidade de armazenamento de 9,6 milhões de barris, três píeres com uma capacidade para receber navios de produtos de até 97.000 *deadweight tonnage*(dwt) e uma monobóia para navios de *Very Large Crude Carrier* (VLCC) de até 280.000 dwt. Devido à imaterialidade, informações pró-forma não foram apresentadas.

A transferência do controle de ações está programada para abril de 2008.

(g) Acordo para venda e associação com Teikoku Oil Co. Ltd. em operações no Equador

Em 11 de janeiro de 2007, foi aprovado pelo Ministério de Minas e Energia do Equador o acordo previamente celebrado em janeiro de 2005 para a venda, pela Petrobras Energía S.A. (PESA), subsidiária indireta da Petrobras, para a Teikoku, de 40% dos direitos e obrigações dos contratos de participação nos Blocos 18 e 31 no Equador e a transferência de 40% do contrato de transporte de óleo com a Oleoducto de Crudos Pesados Ltd. (OCP). Como resultado dessa aprovação, as partes estão atualmente tomando as medidas necessárias para obter as alterações desses contratos de participação, que precisam ser aprovadas pela Petroecuador, para incorporar a Teikoku como uma sócia nesses blocos. Os termos e condições econômicos dessa transação entrarão em efeito quando da realização dessas alterações.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

18. Aquisições no Brasil e no Exterior (Continuação)

(h) Aquisição de negócios na Colômbia, Paraguai e Uruguai

Em dezembro de 2005, a Petrobras celebrou três Acordos de Compra de Ações relativos aos negócios com combustíveis (mercados de varejo e atacado) na Colômbia e de todas as operações conduzidas pela Shell no Paraguai e no Uruguai.

Em março de 2006 a Petrobras, por meio de sua controlada Petrobras International Braspetro B.V., adquiriu os negócios de comercialização e distribuição da Shell no Paraguai, relativos às operações com combustíveis (varejo e mercado comercial), incluindo postos de estações de gás com lojas de conveniência em todo o território paraguaio; ativos de comercialização de GLP; instalações para comercialização de produtos de aviação para os aeroportos de Assunção e Cidade Del Este.

Em 28 de abril de 2006 a Petrobras concluiu a compra dos ativos da Shell na Colômbia, relativos à distribuição e comercialização de combustíveis, compreendendo 39 estações de serviços e lojas de conveniência em Bogotá e arredores, base de armazenamento e planta de mistura de lubrificantes em Puente Aranda, e um terminal em Santa Marta.

Em junho de 2006 a Petrobras, por meio de sua controlada Petrobras International Braspetro B.V. - PIB BV, adquiriu os ativos da Shell no Uruguai, compreendendo operações de distribuição e venda de combustíveis em todo o território uruguaio.

A Empresa pagou US\$116 por estas aquisições, que são parte de uma transação envolvendo os ativos da Shell na Colômbia, no Paraguai e no Uruguai.

Devido à imaterialidade, a Companhia não apresentou informações pro-forma relativas a esta combinação de negócios.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

18. Aquisições no Brasil e no Exterior (Continuação)

(i) TermoMacaé Ltda. e TermoMacaé Comercializadora de Energia Ltda. (ex-Macaé Merchant)

Em fevereiro de 2005, os procedimentos de arbitragem tiveram início com relação à disputa entre a Petrobras e a El Paso oriunda do desequilíbrio econômico e financeiro existente, relativo à construção e operação da Usina Termoelétrica Comercial de Macaé. A Petrobras alega que tal contrato é inválido e exige renegociação como resultado das mudanças econômicas. Com relação às disputas, a Petrobras fez um depósito bancário em juízo relacionado a contingências não pagas, na medida em que espera a decisão final dos procedimentos de arbitragem.

A Petrobras e a El Paso acordaram, em março de 2006, em liquidar certas disputas envolvendo o Consórcio Macaé Merchant. Com esse acordo, o contrato de participação foi encerrado e a El Paso finalizou a venda da usina à Petrobras, que em abril de 2006, pagou US\$357 pela aquisição das empresas TermoMacaé Ltda (ex-El Paso Rio Claro Ltda.) e TermoMacaé Comercializadora de Energia Ltda (ex-El Paso Rio Grande Ltda), liquidando o Contrato de Consórcio Macaé Merchant, resolvendo, assim, as questões em disputa.

Como parte do processo de aquisição, a El Paso concedeu garantias à Petrobras por conta de determinados passivos, limitadas ao montante de US\$120, incluindo aproximadamente US\$78, referentes a um auto de infração de tributos federais, contra o qual a El Paso acredita ter grandes chances de êxito, tendo apresentado defesa às autoridades fiscais brasileiras. Assim, no tocante à aquisição dos ativos, serão rateados na forma mutuamente pactuada entre Petrobras e El Paso eventuais êxitos envolvendo determinados benefícios fiscais, impostos a receber e potenciais recuperações sobre receitas financeiras.

Em 5 de julho de 2006, a Petrobras foi restituída dos valores depositados decorrentes de decisão preliminar do Tribunal Arbitral, no montante de US\$259, já acrescidos dos rendimentos financeiros, tendo em vista a extinção do Processo de Arbitragem.

A participação variável anterior da Companhia na TermoMacaé estava contabilizada de acordo com a FIN 46(R), e a aquisição das ações em 2006 foi lançada como combinação de negócios, porém sem reflexo significativo nas demonstrações contábeis consolidada da Petrobras. Em virtude da pouca relevância, os dados pro forma não foram apresentados.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

19. Compromissos e Contingências

A Petrobras está sujeita a determinados compromissos e contingências resultantes do curso normal de suas operações. Além disso, as operações e os resultados da Companhia têm sido, e podem ser no futuro, afetados de diferentes formas por alterações na legislação brasileira, influências do Governo Federal como acionista majoritário da Companhia, pela situação da economia brasileira, pela venda forçada de ativos, aumento de impostos, processos fiscais retroativos e pela legislação ambiental. Não é possível estimar a probabilidade de ocorrência dessas contingências e o seu efeito sobre a Companhia.

A Companhia mantém atualmente diversos contratos de compra de petróleo, óleo diesel e outros derivados de petróleo que exigem que a Companhia adquira um mínimo de aproximadamente 216.800 barris/dia a preços de mercado.

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\$2.984 (US\$2.425 em 2006). Deste montante, US\$1.302 (US\$1.137 em 2006) 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\$506, até 31 de dezembro de 2007 (US\$372 em 2006).

Em 1993, a Companhia assinou um contrato de longo prazo (“O Contrato de Fornecimento de Gás” ou “GSA”) com a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, empresa estatal boliviana de petróleo, para a compra de gás natural. Nos termos desse contrato, com vencimento em 2019, a Companhia deve adquirir 80% do gás natural que for transportado através do gasoduto Bolívia/Brasil durante o período de 20 anos pelo preço acordado de US\$1,07 por MMBTU até US\$1,17 MMBTU. O gasoduto atingiu a capacidade média diária de 26,3 milhões de m³ em 2007.

A Companhia mantém contratos para fornecimento exclusivo com alguns postos de gasolina. Esses contratos normalmente têm duração de sete anos e prevêem a venda de produtos pela Companhia a preços de mercado.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

19. Compromissos e Contingências (Continuação)

(a) Processos judiciais

A Companhia está envolvida em diversos processos judiciais envolvendo questões civis, tributárias, trabalhistas, corporativas e ambientais resultantes das suas operações. Com base no parecer de sua assessoria jurídica interna e na avaliação de sua administração, a Companhia constituiu provisões a valores considerados suficientes para cobrir perdas prováveis e razoavelmente estimáveis. Em 31 de dezembro de 2007 e 2006, as respectivas provisões por tipo de processo são apresentados como segue:

	Em 31 de dezembro	
	2007	2006
Reclamações trabalhistas	58	38
Processos fiscais	149	47
Processos cíveis	155	97
Processos comerciais e outras contingências	20	51
Total	382	233
Contingências no curto prazo	(30)	(25)
Contingências no longo prazo	352	208

Em 31 de dezembro de 2007 e de 2006, de acordo com a legislação brasileira, a Companhia possuía depósitos judiciais federais nos valores de US\$977 e US\$816, respectivamente, como garantia para essas e outras demandas até que sejam liquidadas. Estes valores estão refletidos no balanço patrimonial como depósitos vinculados a processos judiciais e garantias.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

19. Compromissos e Contingências (Continuação)

(a) Processos judiciais (Continuação)

A Companhia participa de um conjunto de contratos relativos à aquisição e obra de conversão da Plataforma P-36, cuja perda total, por sinistro, ocorreu em 2001. Nos termos dos citados contratos, a Companhia tinha a obrigação de depositar a indenização do seguro da plataforma em favor de um Agente de Garantias para distribuição, de acordo com certas cláusulas específicas estabelecidas contratualmente. Tanto a Companhia quanto terceiros afirmam que têm direito à indenização do seguro segundo provisões contratuais. Esta questão é objeto de litígio internacional em tribunal britânico. Até que a questão seja julgada, a Companhia comprometeu-se a depositar o valor de US\$175 para facilitar a emissão de garantias pelo Agente para pagamento aos credores. Consoante o veredito dado pelo Tribunal estrangeiro em 15 de dezembro de 2005, pagamentos foram efetuados à Companhia, com relação à garantia bancária, totalizando US\$171. Em 4 de janeiro de 2006, o prestador da garantia confirmou que a mesma foi cancelada.

O julgamento foi dividido em dois estágios. O primeiro estágio foi em outubro de 2003 com uma decisão concedida em 2 de fevereiro de 2004. Os termos da decisão são complexos e estão sujeitos a recurso. Em suma: (i) nem a Petrobras nem tampouco a Brasoil foram consideradas inadimplentes no que se refere a suas obrigações; (ii) a Petromec e a Maritima estão sujeitas a reembolsar a Brasoil em aproximadamente US\$58 mais juros; e (iii) a Petromec e a Maritima não são responsáveis por atrasos ou por trabalho não-finalizado.

Em 15 de julho de 2005, um veredito foi dado determinando que a indenização de seguro pertence à Brasoil, exceto a quantia de US\$0,629 acrescida de juros que deve ser paga às outras partes da ação judicial, assim como uma quantia adicional de US\$1,5 que deve permanecer depositada até o resultado final de determinadas questões.

Após o julgamento em fevereiro de 2004, a Petromec alterou a ação judicial reivindicando o montante de US\$131 acrescido de juros e/ou custos financeiros até a data do julgamento em custos adicionais para melhorar o trabalho conduzido, e alternativamente, por danos por perjúrio, porém sem estipular o valor de danos. O julgamento de perjúrio ocorreu entre 16 de janeiro e 9 de fevereiro de 2006 e o veredito dado em 16 de junho de 2006 determinou falta de mérito nas reclamações da Petromec. A Petromec não apresentou recurso e essa decisão é final.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

19. Compromissos e Contingências (Continuação)

(a) Processos judiciais (Continuação)

Uma decisão preliminar sobre o método a ser usado para calcular a reclamação da Petromec foi tomada em 26 e 27 de junho de 2007. Em 6 de julho de 2007, o Tribunal proferiu sua decisão em favor da metodologia defendida pela Companhia. A Petromec obteve permissão para recorrer da decisão e o Tribunal decidiu suspender o processo até que o recurso seja julgado. Em 27 de novembro de 2007, o recurso foi ouvido e, em 21 de dezembro de 2007, o Tribunal indeferiu praticamente todos os recursos da Petromec. O julgamento da reclamação por custos adicionais está programado para ocorrer em 2009.

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, perante a Justiça Estadual do Rio de Janeiro, relativa à alegação de prejuízos decorrentes da venda da participação acionária minoritária da Petroquisa em diversas empresas petroquímicas incluídas no Programa Nacional de Desestatização, instituído pela Lei N° 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 Petroquisa, 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.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

19. Compromissos e Contingências (Continuação)

(a) Processos judiciais (Continuação)

Autor: Porto Seguro Imóveis Ltda. (Continuação)

Além desse valor, a Petrobras foi condenada a pagar, em favor da autora, 5% do valor da indenização a título de prêmio (ver artigo 246, § 2º da Lei Nº 6.404/76), além de honorários advocatícios da ordem de 20% sobre aquele mesmo montante. No entanto, como o valor da condenação seria devido à Petroquisa, e a Petrobras detém 99,0% do seu capital social, o efetivo desembolso, caso a decisão não seja revertida, restringir-se-á a 25% do valor total da condenação. A Petrobras interpôs recurso ao Tribunal de Justiça do Estado do Rio de Janeiro, cujo julgamento restou concluído no dia 11 de fevereiro de 2003, pela 3ª Câmara Cível, que, por maioria, acolheu a apelação da Petrobras para reformar a sentença, julgando improcedente o pedido indenizatório formulado, vencido o revisor, que deu parcial provimento ao apelo da Companhia para reduzir o valor da indenização a US\$1.538. Contra esse julgamento, a Porto Seguro interpôs novo recurso (embargos infringentes) ao Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro, que, através da 4ª Câmara Cível, por unanimidade, em julgamento havido no dia 30 de março de 2004, deu-lhes provimento para, fazendo prevalecer o voto vencido, condenar a Petrobras a indenizar a Petroquisa e a Porto Seguro nos valores de US\$2.359 e US\$590, respectivamente (a pena representa 5% de prêmio e 20% de honorários advocatícios). A Petrobras interpôs recurso especial e extraordinário ao Superior Tribunal de Justiça (STJ) e ao Supremo Tribunal Federal (STF), que foram indeferidos. Diante desta decisão, foi oferecido Agravo de Instrumento ao STJ e ao STF, que foi convertido em recurso especial pelo STJ.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

19. Compromissos e Contingências (Continuação)

(a) Processos judiciais (Continuação)

Autor: Porto Seguro Imóveis Ltda. (Continuação)

Em 6 de maio de 2005, o STJ deu provimento ao agravo de instrumento para determinar o desbloqueio do recurso especial. Contra essa decisão, a Porto Seguro interpôs agravo regimental que, em julgamento havido no dia 15 de dezembro de 2005, por maioria, foi provido, restaurando o bloqueio ao julgamento de recurso especial da Petrobras. Contra essa última decisão a Petrobras interpôs agravo que, julgado no dia 4 de abril de 2006, por unanimidade, anulou a decisão que restaura o bloqueio ao Recurso Especial da Petrobras, por impedimento de um dos juízes, determinando que outra decisão fosse proferida. Agravo Regimental da Porto Seguro improvido em julgamento havido no dia 05 de setembro de 2006. Aguarda-se, agora, em cumprimento à decisão publicada no dia 5 de junho de 2006, a designação de pauta para o re-julgamento da questão relativa ao bloqueio do Recurso Especial da Petrobras. Caso a situação não seja revertida, a indenização estimada à Petroquisa, incluindo atualização monetária e juros, seria de US\$6.403. Como a Petrobras detém 100% do capital social da Petroquisa, parte da indenização à Petroquisa, estimada em US\$4.226, não representará um desembolso efetivo do Sistema Petrobras. Adicionalmente, a Petrobras teria que indenizar a Porto Seguro, autora da ação, em US\$320 a título de prêmio e a Lobo & Ibeas Advogados em US\$1.281 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.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

19. Compromissos e Contingências (Continuação)

(a) Processos judiciais (Continuação)

Autor: Federação de Pescadores do Estado do Rio de Janeiro (FEPERJ)

A Federação de Pescadores do Estado do Rio de Janeiro (FEPERJ), em nome dos seus representados, ajuizou ação ordinária cível contra a Companhia, perante a Justiça Estadual do Rio de Janeiro, objetivando a reparação de danos diversos, no valor de US\$224, em razão do vazamento de óleo na Baía de Guanabara, ocorrido no dia 18 de janeiro de 2000. Na época, a Petrobras indenizou extrajudicialmente a todos que comprovaram ser pescadores no momento do acidente. Segundo registros do cadastro nacional de pescadores, apenas 3.339 poderiam pleitear indenização. Em 2 de fevereiro de 2007, foi publicada decisão acolhendo, parcialmente, o laudo parcial que, a pretexto de quantificar a decisão condenatória, fixou os parâmetros para os respectivos cálculos, que por tais critérios, alcançaria, naquela data, a importância de US\$516. A Petrobras recorreu dessa decisão ao Tribunal de Justiça/RJ, visto que os parâmetros fixados na decisão são diferentes 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, o que representa uma significativa majoração no valor da condenação, uma vez que, além de ter mantido o período indenizatório em 10 anos, aumentou a quantidade de pescadores beneficiários. Em setembro de 2007, a Petrobras obteve anulação dessa decisão, sendo determinado o envio dos recursos para reexame por Câmara preventa. A Companhia ainda está esperando auditorias contábeis para redefinir os montantes. Com base nos cálculos elaborados pelos assistentes periciais da Companhia, estamos mantendo o valor de US\$17 por representar o montante que entendemos será fixado, ao final do processo, pelas instâncias superiores. Baseada na opinião de seus consultores jurídicos, a administração da Companhia considera o risco de perda dessa causa como possível.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

19. Compromissos e Contingências (Continuação)

(a) Processos judiciais (Continuação)

Autor: Empresas de Distribuição

A Companhia foi acionada na justiça por algumas pequenas distribuidoras de petróleo, sob a suposta alegação de não repassar aos governos estaduais o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS recolhido, por força de lei, no ato da venda dos combustíveis. As ações foram ajuizadas nos Estados de Goiás, Tocantins, Bahia, Pará, Maranhão e no Distrito Federal.

Do valor total dessas ações, da ordem de US\$412 até 31 de dezembro de 2007, cerca de US\$45 (US\$38 em 2006) tinham sido retirados das contas da Companhia, por força de decisões judiciais de antecipação de tutela. Mediante recurso processual, essas decisões antecipatórias de tutela foram cassadas.

A Companhia, com o apoio das autoridades estaduais e federais, além de ter conseguido impedir a efetivação de outras retiradas, está empreendendo todos os esforços possíveis para obter o reembolso das quantias que foram anteriormente sacadas de suas contas.

Réu: IBAMA (Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Renováveis)

Descumprimento com o estabelecido na cláusula Termo de Acordo e Compromisso - TAC, de 11/08/04, relativa a Bacia de Campos de 11/08/2004 por continuidade de perfuração sem aprovação prévia. A vara administrativa sentenciou a Petrobras em pagar pela inconformidade com a TAC. A Companhia arquivou um recurso administrativo que espera julgamento. A exposição máxima incluindo atualização monetária para a Petrobras, em 31 de dezembro de 2007, é de US\$149. Com base no parecer de seu consultor jurídico, a Companhia avaliou o risco de perda como possível.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

19. Compromissos e Contingências (Continuação)

(b) Notificações do INSS - responsabilidade solidária

A Companhia recebeu diversas notificações fiscais relativas a encargos previdenciários, em decorrência da apresentação irregular da documentação exigida pelo INSS para eliminar a sua responsabilidade solidária na contratação de serviços de construção civil e outros, 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 do INSS da Certidão Negativa de Débitos, US\$66 das quantias desembolsadas pela Companhia foram lançados em depósitos vinculados a processos judiciais e garantias, e poderão ser recuperados nos termos dos processos em andamento, relativos a 339 notificações totalizando US\$205. O departamento jurídico da Petrobras julga possível a perda para estas notificações, visto que considera possível o risco de desembolso futuro.

A Petrobras efetuou desembolsos durante o exercício de 2007 no montante de US\$0,242 (US\$35 em 2006) para fazer face a processos administrativos instaurados pelo INSS que atribuem responsabilidade solidária à Companhia.

No âmbito interno, foram revisados os procedimentos no sentido de melhorar a fiscalização dos contratos e exigir a apresentação dos documentos previstos na legislação, para comprovar o recolhimento do INSS devido pelos contratantes. A Petrobras está analisando cada uma das autuações recebidas para a recuperação de valores, por meio de processos administrativos do INSS.

(c) Autos de infração

Autor: Delegacia da Receita Federal do Rio de Janeiro - Imposto de Renda Retido na fonte relativo ao fretamento 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 (IRRF) sobre remessas ao exterior por conta de pagamento de afretamento de embarcações do tipo plataformas móveis, relativos aos exercícios de 1998 até 2002.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

19. Compromissos e Contingências (Continuação)

(c) Autos de infração (Continuação)

Autor: Delegacia da Receita Federal do Rio de Janeiro - Imposto de Renda Retido na fonte relativo ao fretamento de embarcações (Continuação)

A Receita Federal, com base na Lei Nº 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 Companhia discorda dessa interpretação, tendo em vista que o Supremo Tribunal Federal já se pronunciou, em acórdão relativo ao Imposto sobre Produtos Industrializados - IPI, que plataformas são embarcações. Além disso, os Regulamentos do Imposto de Renda de 1994 e de 1999 suportam a “não tributação” (RIR/1994) e “alíquota zero” (RIR/1999) para as remessas em questão.

A Receita Federal emitiu, no dia 27 de junho de 2003, auto de infração contra a Companhia no montante de R\$3.064 milhões (US\$1.066), relativo aos anos de 1999 a 2002. Com os mesmos argumentos, no dia 17 de fevereiro de 2003, tinha sido emitido outro auto de infração no montante de R\$93 milhões (US\$32), relativo ao ano de 1998, contra o qual a Companhia interpôs recurso em 20 de março de 2003. Segundo as autoridades fiscais, a Companhia deveria ter retido o Imposto de Renda Retido na Fonte (IRRF) sobre remessas ao exterior relativas ao pagamento de afretamento de embarcações do tipo plataformas móveis utilizadas na exploração e produção de petróleo.

A Petrobras se defendeu contra estas autuações fiscais. Foram interpostos recursos administrativos no Tribunal de Recursos de Assuntos Fiscais, o último nível administrativo, onde aguarda julgamento. O risco máximo para a Petrobras, incluída a atualização monetária, em 31 de dezembro de 2007, para o período de 1998 é de US\$68 e para o período de 1999 a 2002 é de US\$2.303. Com base no parecer de seu departamento jurídico, a Companhia considera possível o risco de perda neste processo.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

19. Compromissos e Contingências (Continuação)

(c) Autos de infração (Continuação)

Autor: Autoridades Fazendárias do Estado do Rio de Janeiro - II e IPI relativo ao afundamento da plataforma P-36

As autoridades fazendárias do estado do Rio de Janeiro autuaram a Companhia com relação ao II (Imposto de Importação) e ao IPI (Imposto sobre Produtos Industrializados) relativos ao afundamento da plataforma P-36. A decisão do tribunal foi contra a Petrobras. Foi apresentado recurso, pendente de julgamento. A Petrobras impetrou um mandado de segurança e conseguiu uma liminar que impediu a cobrança fiscal até a conclusão das investigações acerca das causas do afundamento. Aguardando o agravo regimental apresentado pelo Ministério da Fazenda. Com a decisão do Tribunal Marítimo, a Companhia apresentou uma ação judicial de anulação de débito e obteve liminar suspendendo o recolhimento dos impostos. A exposição máxima para a Petrobras, incluída a atualização monetária, em 31 de dezembro de 2007, é de US\$101 de II e US\$55 do IPI. Com base no parecer de seu departamento jurídico, a Companhia considera possível o risco de perda.

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 o IPI (imposto sobre produtos industrializados) contra a classificação fiscal como Outros Grupos de Geração de Eletricidade para a importação de equipamentos pertencentes à usina termoeletrica da Termorio S.A. Em 15 de agosto de 2006, a Termorio contestou a autuação fiscal na Secretaria da Receita Federal.

Em 15 de setembro de 2006, o caso foi levado à Secretaria da Receita Federal em Florianópolis, onde o mesmo está sendo ainda examinado por procedimentos administrativos. A exposição máxima para a Petrobras, incluída a atualização monetária em 31 de dezembro de 2007, é de US\$326. Com base no parecer de seu departamento jurídico, a Companhia considera possível o risco de perda.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

19. Compromissos e Contingências (Continuação)

(c) Autos de infração (Continuação)

Autor: Autoridades Fazendárias do Estado de Alagoas

As autoridades fazendárias do estado de Alagoas apresentaram uma autuação fiscal contra a Companhia, relativa à reversão de Crédito de ICMS. A Petrobras aguarda o julgamento do recurso na segunda instância administrativa. A exposição máxima para a Petrobras, incluída a atualização monetária, em 31 de dezembro de 2007, é de US\$45. Com base no parecer de seu departamento jurídico, a Companhia considera possível o risco de perda.

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 pagável ao governo brasileiro, exigido a ser pago por produtores, processadores e importadores mediante vendas e compras de produtos de óleo e combustíveis num valor especificado para diferentes produtos com base na unidade de medição tipicamente usada para esses produtos, em obediência às ordens judiciais obtidas por Distribuidores e Postos de Combustíveis, imunizando-os da respectiva incidência. A vara judicial determinou que a acusação era procedente. A Petrobras arquivou um Recurso Voluntário. A exposição máxima para a Petrobras, incluindo atualização monetária, em 31 de dezembro de 2007 é de US\$597. Com base no parecer de seus consultores jurídicos, a Companhia avaliou o risco de perda como possível.

Autor: Delegacia da Receita Federal de São Paulo

As autoridades fazendárias do estado de São Paulo apresentaram um auto de infração contra a Companhia referente à exclusão das importações de gás natural da Bolívia da tributação do ICMS. A vara judicial determinou que a acusação era procedente. A Petrobras arquivou um Recurso Voluntário. A exposição máxima para a Petrobras, incluindo atualização monetária, em 31 de dezembro de 2007, é de US\$382. Com base no parecer de seus consultores jurídicos, a Companhia avaliou o risco de perda como possível.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

19. Compromissos e Contingências (Continuação)

(c) Autos de infração (Continuação)

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 reclamação foi aceita pela vara judicial. Um Recurso de Ofício foi apresentado pela Secretaria da Receita Federal ao Conselho de Contribuintes, o qual foi aceito. A Petrobras aguarda notificação para arquivar um recurso voluntário. A exposição máxima incluindo atualização monetária para a Petrobras em 31 de dezembro de 2007 é de US\$391. Com base no parecer de seus consultores jurídicos, a Companhia avaliou o risco de perda como possível.

Autor: Secretaria da Receita do Rio de Janeiro

A Delegacia da Receita Federal do Rio de Janeiro apresentou um auto de infração contra a Companhia referente a cobrança de multa de mora em pagamento de imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido pago em atraso em 2003 por denúncia espontânea. A vara judicial determinou que a acusação era procedente. A Petrobras apresentou um Recurso Voluntário. A exposição máxima incluindo atualização monetária para a Petrobras em 31 de dezembro de 2007 é de US\$122. A Companhia avaliou que o risco de sua posição ser suspensa em méritos técnicos é mais provável que não.

Autor: Secretaria da Receita de Alagoas

A Delegacia da Receita de Alagoas apresentou um auto de infração contra a Companhia referente à emissão alegada de faturas para transferência de gás natural não-processado (denominado “gás rico” pela Secretaria da Receita de Alagoas) para o estado de Sergipe abaixo dos preços de mercado entre 2000 e 2004. A vara judicial determinou a acusação procedente. A Petrobras apresentou um recurso voluntário que aguarda julgamento. A exposição máxima, incluindo atualização monetária para a Petrobras em 31 de dezembro de 2007 é de US\$140. Com base no parecer de seus consultores jurídicos, a Companhia avaliou o risco de perda como possível.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

19. Compromissos e Contingências (Continuação)

(c) Autos de infração (Continuação)

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 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 arquivou um recurso voluntário que aguarda julgamento. A exposição máxima para a Petrobras, incluindo atualização monetária, em 31 de dezembro de 2007, é de US\$765. Com base no parecer de seus consultores jurídicos, a Companhia avaliou o risco de perda como possível.

(d) 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. De 2000 a 31 de dezembro de 2007, a Companhia incorreu em gastos de aproximadamente US\$4.648 com esse programa. Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2007 e de 2006, a Companhia teve, respectivamente, gastos de aproximadamente US\$567 e US\$562. A Companhia estima que os pagamentos futuros relacionados a atividades de limpeza do meio ambiente decorrentes desses acidentes, se existirem, não serão significativos.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

19. Compromissos e Contingências (Continuação)

(d) Questões ambientais (Continuação)

Ruptura de oleoduto na Baía de Guanabara

Em 18 de janeiro de 2000, um dos oleodutos que ligam um dos terminais da Companhia a uma refinaria na Baía de Guanabara rompeu-se, causando um vazamento de petróleo bruto na baía. Em 19 de janeiro de 2001, a Promotoria do Estado do Rio de Janeiro moveu ação criminal contra a Companhia, que está atualmente contestando a base legal para o processo criminal. Adicionalmente, a Promotoria Pública Federal moveu ações criminais contra o então presidente da Companhia (a qual foi finalizada) e outros 9 funcionários. A Companhia não pode prever se o resultado desses processos afetará negativa e significativamente sua situação financeira, o resultado de suas operações ou seu fluxo de caixa.

O tribunal regional federal julgou improcedente a ação criminal movida contra o então presidente da Companhia, decisão que não é objeto de apelação.

Em 30 de abril de 2002, o juiz determinou que a Companhia não poderia figurar como ré nesse processo criminal, tendo em vista liminar obtida pela mesma, embora ainda caiba recurso a essa decisão.

Em outubro de 2003, o juiz determinou que o processo permanecerá suspenso pelo prazo de dois anos para um dos funcionários, sujeito ao cumprimento de determinadas condições por parte do réu.

Adicionalmente, como consequência desse vazamento, em 27 de janeiro de 2000, o Conselho Nacional do Meio Ambiente promulgou uma resolução estabelecendo a obrigação, por parte do IBAMA (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis), dos órgãos ambientais, estaduais e locais e de órgãos não-governamentais, de avaliar as medidas de controle e prevenção e a situação das licenças ambientais de todas as instalações industriais de produção de petróleo e seus derivados no Brasil. Tal resolução também exige que a Companhia realize uma auditoria ambiental independente em todas as suas instalações industriais localizadas no estado do Rio de Janeiro.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

19. Compromissos e Contingências (Continuação)

(d) Questões ambientais (Continuação)

Ruptura de oleoduto na Baía de Guanabara (Continuação)

Desde 2000, a Companhia implementou auditorias ambientais independentes em todas as suas instalações localizadas no Brasil, que foram concluídas durante dezembro de 2003. A Companhia implantou quase todas as recomendações feitas pelos auditores.

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 especialista. A exposição máxima, considerando atualização monetária, para a Petrobras, é de US\$51 em 31 de dezembro de 2007. A corte determinou que as causas da AMAR, Promotoria da República e do Estado do Paraná sejam tratadas como se fosse uma. Baseada na opinião de seus consultores jurídicos, a administração da Companhia avaliou o risco de perda como possível.

Colisão da embarcação Vergina II

No dia 4 de novembro de 2000, o navio de bandeira cipriota Vergina II, fretado pela Petrobras, colidiu com o píer sul do terminal Almirante Barroso, de propriedade da Companhia, em São Sebastião e derramou óleo no canal de São Sebastião. Como consequência desse acidente, a Companhia foi multada em cerca de US\$30 por vários órgãos ambientais locais. A Companhia está em processo de impugnação de tais multas.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

19. Compromissos e Contingências (Continuação)

(d) Questões ambientais (Continuação)

Ruptura do Oleoduto Araucária-Paranaguá

Em 16 de fevereiro de 2001, o oleoduto Araucária-Paranaguá da Companhia 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. A exposição máxima incluindo a atualização monetária para a Petrobras, em 31 de dezembro de 2007, é de US\$53. Baseada na opinião de seus consultores 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. A Companhia recebeu multa no valor de US\$3 aplicada em abril de 2001 pelo IBAMA, pelo vazamento e pela utilização inadequada de produtos químicos durante as tentativas de dispersão do óleo. A Companhia atualmente está contestando essa multa. 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. Contra essa decisão, 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 2007, é de US\$99. Com base no parecer de seus consultores jurídicos, a Companhia avaliou o risco de perda como possível.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

19. Compromissos e Contingências (Continuação)

(d) Questões ambientais (Continuação)

Ruptura da linha de produção no poço do campo da Fazenda Belém

Em 12 de maio de 2003, o rompimento de uma conexão em uma linha de produção do poço FZB-71, no campo da Fazenda Belém, município de Aracati-CE, provocou o derramamento de cerca de 7 (sete) mil litros de petróleo numa área distante de comunidades e de qualquer manancial hídrico. O Plano de Contingências da Companhia foi imediatamente acionado e o trabalho de limpeza da área realizado. A Petrobras foi multada em US\$0,04 pela Superintendência de Meio Ambiente do Estado do Ceará (Semace), sendo que, desse valor, até 90% poderão ser abatidos mediante o cumprimento de um Termo de Compromisso firmado com o referido órgão ambiental.

Falha na conexão de braços de descarregamento do navio Nordic Marita, ancorado no Terminal Marítimo Almirante Barroso (Tebar), em São Sebastião, no litoral norte de São Paulo

Em 3 de junho de 2003, uma falha na conexão de um dos braços de descarregamento do navio Nordic Marita, ancorado no Terminal Marítimo Almirante Barroso (Tebar), em São Sebastião, litoral norte de São Paulo, provocou o derramamento no mar de cerca de 27 mil litros de petróleo provenientes da Bacia de Campos. Em razão desse acidente, a Petrobras foi multada em US\$0,17 pelo IBAMA e em US\$0,12 pela Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental (CETESB). Um recurso foi interposto contra ambas as multas baseado no entendimento que a Companhia atuou da forma mais eficaz possível para minimizar possíveis impactos ao meio ambiente.

Ruptura do oleoduto entre Cabiúnas e a Refinaria Duque de Caxias

Em 26 de agosto de 2003, ocorreu o rompimento do oleoduto que liga o terminal da Transpetro em Cabiúnas (Macaé) à Refinaria Duque de Caxias, provocando o derramamento de 20 (vinte) litros de óleo em área do município fluminense de Cachoeiras de Macacu. A Companhia imediatamente determinou que o óleo, contido na área de serviço do oleoduto, fosse recolhido, tendo ainda, preventivamente, protegido com barreiras e mantas absorventes um córrego próximo ao Rio Soarinhos. Apesar da eficácia das providências tomadas e da inexistência de dano ambiental, a Petrobras foi multada pelo IBAMA em US\$0,69, tendo interposto recurso administrativo junto àquele órgão.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

19. Compromissos e Contingências (Continuação)

(e) Pagamento mínimo sobre as operações de arrendamento mercantil

A Companhia está comprometida a efetuar pagamentos mínimos anuais, conforme determinado abaixo, para os contratos de arrendamento mercantil existentes em 31 de dezembro de 2007:

2009	3.694
2010	2.895
2011	2.055
2012	1.026
2013	470
2014 em diante	<u>652</u>
Pagamento mínimo de arrendamento mercantil operacional	<u>10.792</u>

A Companhia pagou despesas com aluguel relativo ao arrendamento mercantil operacional no montante de US\$2.683, US\$2.016 e US\$1.417, em 31 de dezembro de 2007, 2006 e 2005 respectivamente.

20. Instrumentos Derivativos, Hedging e Atividades de Gerenciamento de Riscos

A Companhia está exposta a uma série de riscos de mercado decorrentes de suas operações. 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.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

20. 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 cambiais

A estratégia da Companhia para o gerenciamento de riscos cambiais deve envolver o uso de instrumentos derivativos para proteger contra a variação cambial, a qual pode impactar o valor de certas obrigações da Companhia.

O quadro a seguir contém dados sobre nossos contratos de derivativos de câmbio.

<u>Moeda Estrangeira</u>		<u>Valor Nominal</u>	<u>Valor justo</u>	
<u>Vencimento em 2008</u>	<u>%</u>		<u>31 de dezembro de 2007</u>	<u>31 de dezembro de 2006</u>
Futuro				
Vender US\$/Pagar R\$		117	2	1
Taxa de câmbio contratual média	1,8			
		<u>117</u>	<u>2</u>	<u>1</u>

Os collars de câmbio estrangeiro de custo zero da Companhia foram liquidados em 5 de novembro de 2007, com um recebimento em dinheiro de US\$38. As vendas a termo de dólares dos EUA em contrapartida por pesos argentinos foram liquidadas em 5 de outubro de 2007, essa transação não resultou em nenhum lucro.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

20. Instrumentos Derivativos, Hedging e Atividades de Gerenciamento de Riscos

(Continuação)

(b) Gerenciamento de riscos de preços de *commodities*

Petróleo e produtos derivados

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. Os contratos futuros proporcionam proteção econômica para compras e vendas antecipadas de petróleo bruto, geralmente para períodos de 30 a 360 dias, de forma a reduzir a exposição da Companhia à volatilidade dos referidos preços.

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. Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2007, 2006 e 2005, foram efetuadas operações de derivativos de *commodities* para 56,59%, 26,42% e 26,79%, respectivamente, do volume total comercializado de importação e exportação.

As posições em aberto nos mercados de futuros, comparadas com os valores de mercado à vista, resultaram em perdas de US\$25, US\$2 e US\$1 nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2007, 2006 e 2005, respectivamente.

(c) 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 à flutuação da LIBOR e a dívida a taxas de juros flutuantes expressa em reais está sujeita principalmente à flutuação 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.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

20. Instrumentos Derivativos, Hedging e Atividades de Gerenciamento de Riscos

(Continuação)

(d) “Hedge” de Fluxo de Caixa

Em setembro de 2006, a PifCo celebrou *swap* de moeda cruzado sob o qual realiza *swap* de pagamentos de principal e juros relativos a valores mobiliários em ienes em somas em dólares dos EUA. A avaliação da eficácia de *hedge* indica que a mudança no valor justo do instrumento de *hedging* designado é altamente efetiva.

Swaps Cruzados de Moeda		Valor Nominal (MM JPY)	Valor justo	
			31 de dezembro de 2007	31 de dezembro de 2006
Vencimento em 2016	%			
Fixo a Fixo		35.000		
Taxa Média de Pagto. (USD)	5,69		3	(9)
Taxa Média de Recebimento (JPY)	2,15			
		<u>35.000</u>	<u>3</u>	<u>(9)</u>

(e) Instrumento Derivativo de Gás Natural

Com relação ao contrato a longo-prazo para compra de gás (“Contrato de Fornecimento de Gás” ou “GSA”) para o abastecimento das usinas termelétricas e para outras utilizações no Brasil, a Companhia celebrou o Contrato de Redução de Volatilidade do Preço de Gás Natural (“PVRC”), com a Empresa Petrolera ANDINA, produtora de gás na Bolívia, considerado como um instrumento financeiro derivativo sob o SFAS 133. Tal contrato (“PVRC”) foi celebrado com o propósito de reduzir os efeitos da volatilidade de preços de acordo com o GSA.

As condições do PVRC incluíam um limitador de preço para o período de 2005 a 2019.

Devido à nova Lei de Hidrocarbonetos da Bolívia (ver Nota 9(a)), a outra “parte” no PVRC contestou o contrato, alegando, entre outros motivos, “força maior” e ônus excessivo. Conseqüentemente, em 12 de agosto de 2006, as partes concordaram em cancelar o PVRC.

Como resultado, em 2006, a Companhia reconheceu uma perda de US\$499 pela baixa do valor justo dos ativos e passivos relacionados a esse contrato.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

21. Instrumentos Financeiros

No decorrer do 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 lucro líquido 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 de caixa, títulos governamentais, 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 de caixa no Brasil são mantidos com 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 2007 e 2006, o saldo de contas a receber de clientes referiam-se basicamente a grandes distribuidoras.

(b) Valor justo

Os valores justos dos instrumentos financeiros são determinados com base em cotações de preços de mercado publicados, ou na falta destes, no valor presente de fluxos de caixa esperados. Os valores justos refletem o valor em dinheiro que seria ou recebido ou pago se os instrumentos fossem liquidados no fim do exercício através de operação rigorosamente comercial entre partes anuentes. Os valores justos caixa e equivalentes de 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 valores contábeis. Os valores justos dos títulos governamentais disponíveis para venda mantidos pela Companhia são iguais a seus valores contábeis.

Os valores justos de outros ativos e passivos de longo prazo não diferem significativamente de seus valores contábeis.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

21. Instrumentos Financeiros (Continuação)

(b) Valor justo (Continuação)

O endividamento da Companhia incluindo os financiamentos de projetos, após a consolidação de acordo com a FIN 46(R), totalizava US\$16.734 em 31 de dezembro de 2007 e US\$14.702 em 31 de dezembro de 2006, com valor justo estimado de US\$17.845 e US\$13.984, respectivamente.

22. Informações sobre Segmentos de Negócios

As informações sobre segmentos de negócios apresentadas a seguir foram preparadas de acordo com o SFAS N° 131 - Divulgação sobre Segmentos Operacionais de uma Empresa e Informações Correlatas ("SFAS 131"). A Companhia opera de acordo com os seguintes segmentos:

- Exploração e Produção - Este segmento abrange as atividades de exploração, desenvolvimento da produção e produção de petróleo, gás natural liqüefeito e gás natural desenvolvidas pela Companhia no Brasil, objetivando atender, as refinarias do país, além de comercializar nos mercados interno e externo o excedente da produção nacional e/ou aproveitar oportunidades comerciais e as transferências de gás natural para o segmento de Gás e Energia da Companhia.
- Abastecimento - Este segmento reúne as atividades de refino, logística, transporte, exportação e comercialização de petróleo bruto, assim como a comercialização de seus derivados e álcool combustível. Além disso, este segmento abrange ainda a divisão de petroquímicos e fertilizantes, que inclui investimentos em companhias petroquímicas nacionais e em duas usinas de fertilizantes da Companhia no Brasil.
- Distribuição - Este segmento compreende as atividades de distribuição de derivados de petróleo e de álcool combustível realizadas pela Petrobras Distribuidora S.A. - BR no Brasil, controlada na qual a Companhia possui participação majoritária.
- Gás e Energia - Este segmento abrange atualmente a comercialização, o transporte e a distribuição de gás natural importado ou produzido no Brasil. Este segmento compreende ainda as participações da Companhia na produção nacional de energia elétrica, incluindo os investimentos em companhias nacionais de transporte de gás natural, em distribuidoras estatais de gás natural e em termoelétricas.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

22. Informações sobre Segmentos de Negócios (Continuação)

- Internacional - Este segmento envolve as atividades internacionais de Exploração e Produção, Abastecimento, Distribuição e Gás e Energia, realizadas pela Companhia em 15 países, fora o Brasil.

No grupo de entidades corporativas 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 atuariais referentes aos planos de pensão e de saúde para os participantes inativos.

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.

Destacamos abaixo os principais critérios utilizados no registro de resultados e ativos por segmentos de negócio:

- Receita operacional líquida: 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.

(Tradução livre do original em inglês)

**PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS
E CONTROLADAS**

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

22. Informações sobre Segmentos de Negócios (Continuação)

Os ativos da Companhia por segmento estão demonstrados a seguir:

	Exercício findo em 31 de dezembro de 2007							
	Exploração e Produção	Abastecimento	Gás e Energia	Internacional (ver demonstração em separado)	Distribuição	Corporativo	Eliminações	Total
Ativo circulante	3.180	13.725	2.864	2.184	2.848	10.710	(6.371)	29.140
Caixa e equivalentes a caixa	-	-	-	-	-	6.987	-	6.987
Outros ativos circulantes	3.180	13.725	2.864	2.184	2.848	3.723	(6.371)	22.153
Participações em empresas não consolidadas e outros investimentos	85	2.348	550	1.278	640	211	-	5.112
Imobilizado, líquido	48.529	14.480	10.615	7.596	1.838	1.475	(10)	84.523
Ativo realizável a longo prazo	1.381	665	1.507	659	326	6.741	(339)	10.940
Conta petróleo e álcool	-	-	-	-	-	450	-	450
Títulos governamentais	-	-	-	-	-	670	-	670
Outros ativos	1.381	665	1.507	659	326	5.621	(339)	9.820
Total dos ativos	53.175	31.218	15.536	11.717	5.652	19.137	(6.720)	129.715

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

22. Informações sobre Segmentos de Negócios (Continuação)

	Exercício findo em 31 de dezembro de 2007					
	Exploração e Produção	Abastecimento	Gás e Energia	Internacional		Total
Distribuição				Corporativo	Eliminações	
Ativo circulante	843	1.113	157	197	217	2.184
Outros ativos circulantes	843	1.113	157	197	217	2.184
Participações em empresas não consolidadas e outros investimentos	889	39	309	21	20	1.278
Imobilizado, líquido	6.100	1.070	219	182	149	7.596
Ativo realizável a longo prazo	505	292	68	14	1.017	659
Outros ativos	505	292	68	14	1.017	659
Total dos ativos	8.337	2.514	753	414	1.403	11.717

(Tradução livre do original em inglês)

**PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS
E CONTROLADAS**

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

22. Informações sobre Segmentos de Negócios (Continuação)

	Exercício findo em 31 de dezembro de 2006							
	Exploração e Produção	Abastecimento	Gás e Energia	Internacional (ver demonstração em separado)	Distribuição	Corporativo	Eliminações	Total
Ativo circulante	2.966	9.668	1.256	2.371	1.978	15.413	(2.697)	30.955
Caixa e equivalentes a caixa	-	-	-	-	-	12.688	-	12.688
Outros ativos circulantes	2.966	9.668	1.256	2.371	1.978	2.725	(2.697)	18.267
Participações em empresas não consolidadas e outros investimentos	33	970	394	1.721	20	124	-	3.262
Imobilizado, líquido	33.979	9.828	6.828	5.722	1.468	1.072	-	58.897
Ativo realizável a longo prazo	1.388	354	1.119	460	209	2.523	(487)	5.566
Conta petróleo e álcool	-	-	-	-	-	368	-	368
Títulos governamentais	-	-	-	-	-	479	-	479
Outros ativos	1.388	354	1.119	460	209	1.676	(487)	4.719
Total dos ativos	38.366	20.820	9.597	10.274	3.675	19.132	(3.184)	98.680

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

22. Informações sobre Segmentos de Negócios (Continuação)

	Exercício findo em 31 de dezembro de 2006					
	Exploração e Produção	Abastecimento	Gás e Energia	Internacional	Total	
Ativo circulante	1.486	1.019	954	Distribuição 134	Eliminações (1.441)	2.371
Outros ativos circulantes	1.486	1.019	954	134	(1.441)	2.371
Participações em empresas não consolidadas e outros investimentos	990	360	280	66	25	1.721
Imobilizado, líquido	4.436	834	216	162	94	5.722
Ativo realizável a longo prazo	546	36	49	13	669	460
Outros ativos	546	36	49	13	669	460
Total dos ativos	7.458	2.249	1.499	375	1.007	10.274

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

22. Informações sobre Segmentos de Negócios (Continuação)

Receitas e lucro líquido segregados por segmento estão demonstrados a seguir:

	Exercício findo em 31 de dezembro de 2007						Total
	Exploração e Produção	Abastecimento	Gás e Energia	Internacional (ver demonstração em separado)	Distribuição	Corporativo	
Receitas operacionais líquidas com terceiros	2.455	50.531	3.673	8.132	22.944	-	87.735
Receitas operacionais líquidas entre segmentos	39.536	19.018	1.239	969	376	-	(61.138)
Receitas operacionais líquidas	41.991	69.549	4.912	9.101	23.320	-	87.735
Custo das vendas	(15.147)	(61.881)	(4.514)	(7.042)	(21.124)	-	(49.789)
Depreciação, exaustão e amortização	(3.335)	(1.077)	(259)	(567)	(155)	(151)	(5.544)
Exploração, incluindo poços exploratórios secos	(648)	-	-	(775)	-	-	(1.423)
Perda com ativos ("impairment")	(26)	(19)	-	(226)	-	-	(271)
Despesas de vendas, gerais e administrativas	(305)	(1.999)	(597)	(692)	(1.198)	(1.577)	(6.250)
Despesas com pesquisa e desenvolvimento	(447)	(171)	(94)	(2)	(6)	(161)	(881)
Outras despesas operacionais	(245)	(219)	(435)	(108)	(54)	(1.085)	(2.136)
Custos e despesas	(20.153)	(65.366)	(5.899)	(9.412)	(22.537)	(2.974)	(66.294)
Participação no resultado de empresas não consolidadas	-	71	104	64	-	(4)	235
Receitas (despesas) financeiras, líquidas	-	-	-	-	-	(582)	(582)
Despesas com benefícios aos empregados	-	-	-	-	-	(990)	(990)
Outros impostos	(43)	(75)	(36)	(72)	(90)	(346)	(662)
Outras despesas, líquidas	(196)	(8)	(28)	82	(17)	24	(143)
Lucro (prejuízo) antes de IR, CSL e participação minoritária	21.599	4.171	(947)	(237)	676	(4.872)	19.299
Benefício (despesa) de imposto de renda	(7.343)	(1.394)	357	(424)	(230)	2.775	(5.888)
Participação minoritária nos resultados de empresas consolidadas	(184)	8	(244)	(154)	-	301	(273)
Lucro (Prejuízo) líquido do exercício	14.072	2.785	(834)	(815)	446	(1.796)	13.138

Para unificar o critério de alocação de despesas com segurança, saúde e meio ambiente, optamos por alocar tais despesas integralmente a Outras despesas operacionais. As despesas relativas ao treinamento dos novos funcionários da Petrobras acham-se alocadas de acordo com a área de cada funcionário, não sendo mais lançadas na sua totalidade em despesas administrativas corporativas.

Para manutenção da base de comparação entre os períodos, estamos apresentando as demonstrações contábeis anteriores de acordo com os novos critérios acima referidos.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

22. Informações sobre Segmentos de Negócios (Continuação)

	Exercício findo em 31 de dezembro de 2007						
	Exploração e Produção	Abastecimento	Gás e Energia	Internacional	Corporativo	Eliminações	Total
Receitas operacionais líquidas com terceiros	1.136	4.480	480	2.015	14	7	8.132
Receitas operacionais líquidas entre segmentos	1.473	1.606	48	23	-	(2.181)	969
Receitas operacionais líquidas	2.609	6.086	528	2.038	14	(2.174)	9.101
Custo das vendas	(933)	(5.875)	(424)	(1.952)	(15)	2.157	(7.042)
Depreciação, exaustão e amortização	(432)	(86)	(15)	(20)	(14)	-	(567)
Exploração, incluindo poços exploratórios secos	(775)	-	-	-	-	-	(775)
Perda com ativos ("impairment")	(226)	-	-	-	-	-	(226)
Despesas de vendas, gerais e administrativas	(179)	(127)	(19)	(125)	(242)	-	(692)
Despesas com pesquisa e desenvolvimento	-	-	-	-	(2)	-	(2)
Outras despesas operacionais	(78)	32	10	11	(82)	(1)	(108)
Custos e despesas	(2.623)	(6.056)	(448)	(2.086)	(355)	2.156	(9.412)
Participação nos resultados de empresas não consolidadas	(63)	27	23	-	77	-	64
Outros impostos	(7)	(2)	(1)	(3)	(59)	-	(72)
Outras despesas, líquidas	(4)	29	42	-	15	-	82
Lucro (prejuízo) antes de IR, CSL e participação minoritária	(88)	84	144	(51)	(308)	(18)	(237)
Benefício (despesa) de imposto de renda	(242)	-	1	(3)	(180)	-	(424)
Participação minoritária nos resultados de empresas consolidadas	(42)	(14)	(38)	17	(77)	-	(154)
Lucro (prejuízo) líquido do exercício	(372)	70	107	(37)	(565)	(18)	(815)

As despesas relativas ao treinamento dos novos funcionários da Petrobras acham-se alocadas de acordo com a área de cada funcionário, não sendo mais lançadas na sua totalidade em despesas administrativas corporativas.

Para manutenção da base de comparação entre os períodos, estamos apresentando as demonstrações contábeis anteriores de acordo com os novos critérios acima referidos.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

22. Informações sobre Segmentos de Negócios (Continuação)

	Exercício findo em 31 de dezembro de 2006						Total
	Exploração e Produção	Abastecimento	Gás e Energia	Internacional (ver demonstração em separado)	Distribuição	Corporativo	
Receitas operacionais líquidas com terceiros	3.351	42.831	2.833	4.938	18.394	-	72.347
Receitas operacionais líquidas entre segmentos	32.387	15.128	1.257	1.133	287	-	(50.192)
Receitas operacionais líquidas	35.738	57.959	4.090	6.071	18.681	-	72.347
Custo das vendas	(13.655)	(51.812)	(3.624)	(4.088)	(16.967)	-	(40.184)
Depreciação, exaustão e amortização	(2.166)	(669)	(197)	(417)	(143)	(81)	(3.673)
Exploração, incluindo poços exploratórios secos	(501)	-	-	(433)	-	-	(934)
Perda com ativos ("impairment")	(20)	-	-	(1)	-	-	(21)
Despesas de vendas, gerais e administrativas	(460)	(1.359)	(362)	(541)	(982)	(1.141)	(4.824)
Despesas com pesquisa e desenvolvimento	(346)	(141)	(78)	(2)	(5)	(158)	(730)
Outras despesas operacionais	(31)	(40)	(178)	(22)	(77)	(78,5)	(1.120)
Custos e despesas	(17.179)	(54.021)	(4.439)	(5.504)	(18.174)	(2.165)	(51.486)
Participação nos resultados de empresas não consolidadas	-	5	(1)	37	-	(13)	28
Receitas (despesas) financeiras, líquidas	-	-	-	-	-	(100)	(100)
Despesas com benefícios aos empregados	-	-	-	-	-	(1.017)	(1.017)
Outros impostos	(45)	(73)	(49)	(63)	(79)	(285)	(594)
Outras despesas, líquidas	(73)	(20)	(15)	30	23	38	(17)
Lucro (prejuízo) antes de IR, CSL e participação minoritária	18.441	3.850	(414)	571	451	(3.542)	19.161
Benefício (despesa) de imposto de renda	(6.270)	(1.307)	140	(254)	(153)	2.086	(5.691)
Participação minoritária nos resultados de empresas consolidadas	(229)	(10)	(231)	(194)	-	20	(644)
Lucro (prejuízo) líquido do exercício	11.942	2.533	(505)	123	298	(1.436)	12.826

Para unificar o critério de alocação de despesas com segurança, saúde e meio ambiente, optamos por alocar tais despesas integralmente a Outras despesas operacionais. As despesas relativas ao treinamento dos novos funcionários da Petrobras acham-se alocadas de acordo com a área de cada funcionário, não sendo mais lançadas na sua totalidade em despesas administrativas corporativas.

Para manutenção da base de comparação entre os períodos, estamos apresentando as demonstrações contábeis anteriores de acordo com os novos critérios acima referidos.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

22. Informações sobre Segmentos de Negócios (Continuação)

	Exercício findo em 31 de dezembro de 2006					
	Exploração e Produção	Abastecimento	Gás e Energia	Internacional		Total
				Distribuição	Corporativo	
Receitas operacionais líquidas com terceiros	685	2.068	719	1.440	26	4.938
Receitas operacionais líquidas entre segmentos	1.831	1.450	41	6	-	1.133
Receitas operacionais líquidas	2.516	3.518	760	1.446	26	6.071
Custo das vendas	(948)	(3.307)	(577)	(1.433)	(26)	(4.088)
Depreciação, exaustão e amortização	(309)	(65)	(14)	(16)	(13)	(417)
Exploração, incluindo poços exploratórios secos	(433)	-	-	-	-	(433)
Perda com ativos ("impairment")	(1)	-	-	-	-	(1)
Despesas de vendas, gerais e administrativas	(154)	(86)	(17)	(99)	(185)	(541)
Despesas com pesquisa e desenvolvimento	-	-	-	-	(2)	(2)
Outras despesas operacionais	(4)	4	13	9	(44)	(22)
Custos e despesas	(1.849)	(3.454)	(595)	(1.539)	(270)	(5.504)
Participação nos resultados de empresas não consolidadas	20	12	2	-	3	37
Outros impostos	(13)	(8)	-	(2)	(40)	(63)
Outras despesas, líquidas	29	-	11	33	(43)	30
Luero (prejuízo) antes de IR, CSL e participação minoritária	703	68	178	(62)	(324)	571
Benefício (despesa) de imposto de renda	(305)	(24)	(79)	28	130	(254)
Participação minoritária nos resultados de empresas consolidadas	(172)	(14)	(22)	25	(11)	(194)
Luero (prejuízo) líquido do exercício	226	30	77	(9)	(205)	123

As despesas relativas ao treinamento dos novos funcionários da Petrobras acham-se alocadas de acordo com a área de cada funcionário, não sendo mais lançadas na sua totalidade em despesas administrativas corporativas.

Para manutenção da base de comparação entre os períodos, estamos apresentando as demonstrações contábeis anteriores de acordo com os novos critérios acima referidos.

(Tradução livre do original em inglês)

**PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS
E CONTROLADAS**

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)
Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

22. Informações sobre Segmentos de Negócios (Continuação)

	Exercício findo em 31 de dezembro de 2005						Total
	Exploração e Produção	Abastecimento	Gás e Energia	Internacional (ver demonstração em separado)	Distribuição	Corporativo	
Receitas operacionais líquidas com terceiros	1.874	33.229	1.932	3.647	15.642	-	56.324
Receitas operacionais líquidas entre segmentos	26.950	12.286	1.232	880	225	-	(41.573)
Receitas operacionais líquidas	28.824	45.515	3.164	4.527	15.867	-	56.324
Custo das vendas	(11.327)	(40.033)	(2.484)	(2.425)	(14.357)	-	(29.828)
Depreciação, exaustão e amortização	(1.571)	(644)	(105)	(461)	(100)	(45)	(2.926)
Exploração, incluindo poços exploratórios secos	(860)	-	-	(149)	-	-	(1.009)
Perda com ativos ("impairment")	(22)	-	-	(134)	-	-	(156)
Despesas de vendas, gerais e administrativas	(358)	(1.195)	(612)	(424)	(914)	(1.026)	(4.474)
Despesas com pesquisa e desenvolvimento	(153)	(55)	(22)	(2)	(1)	(166)	(399)
Outras despesas operacionais	(45)	(130)	(475)	(123)	59	(739)	(1.453)
Custos e despesas	(14.336)	(42.057)	(3.698)	(3.718)	(15.313)	(1.976)	(40.853)
Participação no resultado de empresas não consolidadas	-	10	56	68	-	5	139
Receitas (despesas) financeiras, líquidas	-	-	-	-	-	(231)	(231)
Despesas com benefícios aos empregados	-	-	-	-	-	(994)	(994)
Outros impostos	(20)	(32)	(23)	(51)	(68)	(179)	(373)
Outras despesas, líquidas	(15)	(7)	(11)	27	(15)	(7)	(28)
Lucro (prejuízo) antes de IR, CSL e participação minoritária	14.453	3.429	(512)	853	471	(3.382)	14.592
Benefício (despesa) de imposto de renda	(4.914)	(1.163)	193	(289)	(160)	1.647	245
Participação minoritária nos resultados de empresas consolidadas	(70)	(21)	(23)	(38)	-	187	-
Lucro (prejuízo) antes item extraordinário	9.469	2.245	(342)	526	311	(1.548)	10.186
Ganho extraordinário líquido de impostos	-	-	-	-	-	158	158
Lucro (Prejuízo) líquido do exercício	9.469	2.245	(342)	526	311	(1.390)	10.344

(Tradução livre do original em inglês)

**PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS
E CONTROLADAS**

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

22. Informações sobre Segmentos de Negócios (Continuação)

	Exercício findo em 31 de dezembro de 2005						
	Exploração e Produção	Abastecimento	Gás e Energia	Distribuição Internacional	Corporativo	Eliminações	Total
Receitas operacionais líquidas com terceiros	920	1.079	536	1.090	22	-	3.647
Receitas operacionais líquidas entre segmentos	1.476	1.279	31	4	-	(1.910)	880
Receitas operacionais líquidas	2.396	2.358	567	1.094	22	(1.910)	4.527
Custo das vendas	(665)	(2.151)	(452)	(1.020)	(22)	1.885	(2.425)
Depreciação, exaustão e amortização	(360)	(65)	(13)	(11)	(12)	-	(461)
Exploração, incluindo poços exploratórios secos	(142)	-	-	(7)	-	-	(149)
Perdas com ativos ("impairment")	(134)	-	-	-	-	-	(134)
Despesas de vendas, gerais e administrativas	(123)	(60)	(7)	(68)	(166)	-	(424)
Despesas com pesquisa e desenvolvimento	-	-	-	-	(2)	-	(2)
Outras despesas operacionais	(144)	11	8	1	(47)	48	(123)
Custos e despesas	(1.568)	(2.265)	(464)	(1.105)	(249)	1.933	(3.718)
Participação no resultado de empresas não consolidadas	4	18	2	-	40	4	68
Outros impostos	(14)	(5)	(1)	(1)	(30)	-	(51)
Outras despesas, líquidas	(5)	(1)	-	-	33	-	27
Lucro (prejuízo) antes de IR, CSL e participação minoritária	813	105	104	(12)	(184)	27	853
Benefício (despesa) de imposto de renda	(275)	(36)	(35)	4	62	(9)	(289)
Participação minoritária nos resultados de empresas consolidadas	15	(20)	(10)	3	(26)	-	(38)
Lucro (prejuízo) líquido do exercício	553	49	59	(5)	(148)	18	526

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

22. Informações sobre Segmentos de Negócios (Continuação)

Os gastos de capital realizados pelos segmentos nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2007, 2006 e 2005 foram:

	Exercício findo em 31 de dezembro		
	2007	2006	2005
Exploração e produção	9.448	7.329	6.127
Abastecimento	4.488	1.936	1.749
Gás e Energia	3.223	1.664	694
Internacional			
Exploração e Produção	2.555	2.304	1.067
Abastecimento	247	202	79
Distribuição	37	77	16
Gás e Energia	25	54	13
Distribuição	327	351	207
Corporativo	628	726	413
	20.978	14.643	10.365

Seguem abaixo as vendas brutas da Companhia, classificadas por localização geográfica:

	Exercício findo em 31 de dezembro		
	2007	2006	2005
Brasil	83.022	70.733	57.669
Internacional	29.403	23.160	16.396
	112.425	93.893	74.065

Os valores totais de venda de produtos e serviços aos dois maiores clientes em 2007 foram de US\$ 9.029 e US\$ 6.567 (US\$7.978 e US\$5.689 em 2006; e de US\$6.258 e US\$4.594 em 2005).

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

23. Transações com Partes Relacionadas

A Companhia é controlada pelo Governo Federal e mantém diversas transações com outras empresas estatais no curso normal de suas operações.

As transações com as principais partes relacionadas apresentaram os seguintes saldos:

	Exercício findo em 31 de dezembro			
	2007		2006	
	Ativos	Passivos	Ativos	Passivos
Petros (fundo de pensão)	732	913	479	71
Banco do Brasil S.A.	2.030	337	5.014	517
BNDES (Nota 12 (b))	-	1.316	-	1.491
BNDES (Projetos estruturados)	-	2.322	-	1.823
Governo Federal	-	1.197	-	1.190
ANP	1	-	-	-
Depósitos vinculados a processos judiciais	863	88	676	-
Títulos governamentais	2.156	-	67	-
Conta Petróleo e Álcool - créditos junto ao Governo Federal (Nota 11)	450	-	368	-
Outros	1.689	259	786	149
	7.921	6.432	7.390	5.241
Circulante	2.705	2.659	5.382	2.957
Longo prazo	5.216	3.773	2.008	2.284

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

23. Transações com Partes Relacionadas (Continuação)

Os saldos abaixo foram incluídos nas seguintes classificações patrimoniais:

	Exercício findo em 31 de dezembro			
	2007		2006	
	Ativos	Passivos	Ativos	Passivos
Ativo				
Circulante				
Caixa e equivalentes a caixa	2.127	-	4.497	-
Contas a receber (Nota 6)	266	-	653	-
Outros ativos circulantes	312	-	232	-
Outros				
Títulos governamentais	1.996	-	67	-
Conta Petróleo e Álcool - créditos junto ao Governo Federal (Nota 11)	450	-	368	-
Depósitos vinculados para processos judiciais	864	-	676	-
Fundo de pensão	732	-	479	-
Outros ativos	1.174	-	418	-
Passivo				
Circulante				
Parcela circulante dos financiamentos de longo prazo	-	199	-	148
Passivo circulante	-	431	-	68
Dividendos e juros sobre o capital próprio devidos ao Governo Federal	-	1.197	-	1.743
Parcela circulante de projetos estruturados	-	832	-	998
Longo prazo				
Financiamentos de longo prazo	-	1.447	-	1.342
Projetos estruturados	-	1.490	-	825
Outros passivos	-	836	-	117
	7.921	6.432	7.390	5.241

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

23. Transações com Partes Relacionadas (Continuação)

Os valores principais das operações comerciais e financeiras com partes relacionadas, podem ser apresentado como segue:

	Exercício findo em 31 de dezembro					
	2007		2006		2005	
	Receita	Despesa	Receita	Despesa	Receita	Despesa
Venda de produtos e serviços:						
Braskem S.A.	2.610	-	1.788	-	1.488	-
Copesul S.A.	1.680	-	1.132	-	373	-
Petroquímica União S.A.	562	-	588	-	885	-
Outras	(917)	-	315	-	954	-
Receitas financeiras	1	-	-	-	-	-
Conta Petróleo e Álcool -						
Créditos junto ao Governo Federal (Nota 11)	6	-	7	-	9	-
Títulos governamentais	5	-	-	-	-	-
Outras	46	-	71	-	47	-
Despesas financeiras	-	(3)	-	8	-	11
Outras despesas, líquidas	-	2	-	(2)	-	(262)
	3.993	(1)	3.901	6	3.756	(251)

24. Contabilização dos Custos com Poços Exploratórios em Andamento

A Companhia contabiliza seus custos de prospecção exploratórios de acordo com o Pronunciamento sobre Normas de Contabilidade Financeira N° 19 “Contabilidade Financeira e Relatórios de Companhias de óleo e gás” (“SFAS 19”). Em 4 de abril de 2005, o FASB emitiu o *FASB Staff Position* FSP FAS 19-1, que alterou o SFAS N° 19 quanto ao diferimento dos custos de prospecção exploratórios. A Companhia adotou o *FASB Staff Position* FAS 19-1 “Contabilização dos custos de de poços exploratórios em andamento” em vigor a partir de 1° de janeiro de 2005. Não houve impactos relevantes decorrentes dessa adoção.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos

(exceto quando especificamente indicado)

24. Contabilização dos Custos com Poços Exploratórios em Andamento (Continuação)

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 2007, o valor total dos ativos relacionados a reservas não provadas de petróleo e gás era de US\$2.627, sendo que deste valor US\$1.441 (US\$626 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, 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 a 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.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

24. 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 2007 e 2006:

	Reservas de petróleo e gás não provadas (*)	
	Exercício findo em 31 de dezembro	
	2007	2006
Saldo inicial em 1º de janeiro	2.054	2.061
Adições a custos capitalizados de reservas não provadas	1.885	2.186
Custos exploratórios capitalizados debitados ao resultado	(548)	(493)
Vendas de reservas	-	(199)
Transferências ao imobilizado à medida que as reservas são consideradas provadas	(975)	(1.614)
Ajustes acumulados de conversão	211	113
Saldo final em 31 de dezembro	2.627	2.054

(*) 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	
	2007	2006
Custos de prospecção capitalizados até um ano	1.186	1.733
Custos de prospecção capitalizados acima de um ano	1.441	321
Saldo final	2.627	2.054
Quantidade de projetos cujos custos de prospecção foram capitalizados por prazo superior a um ano	195	50

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

24. Contabilização dos Custos com de Poços Exploratórios em Andamento (Continuação)

Do total de US\$1.441 para 195 projetos que incluem poços em andamento por mais de um ano desde a conclusão das atividades de perfuração, aproximadamente US\$704 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” foi submetido à aprovação da ANP, e aproximadamente US\$521 foram gastos em custos referentes às atividades necessárias à avaliação das reservas e seu potencial de desenvolvimento.

Os US\$1.441 do custo de poços em andamento capitalizados por um prazo superior a um ano em 31 de dezembro de 2007, representam 186 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:

	Em milhões de dólares	Quantidade de poços
2006	1.006	54
2005	255	51
2004	84	24
2003	68	23
2002	28	34
	<u>1.441</u>	<u>186</u>

25. Participação Especial do Campo de Marlim

A participação governamental foi determinada pela Lei do Petróleo No. 9.478/97, cobrada a título de remuneração pelas atividades de produção de petróleo e que incide sobre os campos com alto volume de produção.

O método utilizado pela Petrobras para apurar a participação especial devida pelo campo de Marlim tem base na interpretação juridicamente legítima da Diretriz 10 datada de 14 de janeiro de 1999, aprovada pela própria Agência Nacional de Petróleo (ANP).

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

25. Participação Especial do Campo de Marlim (Continuação)

Em 6 de setembro de 2005 o Conselho de Administração da ANP determinou a constituição de um Grupo de Trabalho com a missão de demonstrar, através de critérios técnicos, a metodologia a ser aplicada na apuração da Participação Especial no campo de Marlim, bem como endossar as quantias pagas pela Petrobras por conta desta participação.

O Grupo de Trabalho produziu o Relatório sobre a Certificação do Pagamento da Participação Especial do Campo de Marlim, aprovado pelo Conselho de Administração da ANP mediante a Deliberação 267/2006 da 16 de agosto de 2006.

Em resumo, o Relatório determinou a metodologia a ser aplicada com relação à Participação Especial em Marlim, determinando também que a Petrobras efetuasse um pagamento complementar no valor de US\$195 (R\$400 milhões) relativo a pagamentos a menor pela Petrobras em decorrência do emprego do método de apuração inicialmente determinado pela ANP.

Em 18 de julho de 2007 a Petrobras foi notificada sobre a nova Resolução de Diretoria da ANP, estabelecendo o pagamento de outras quantias consideradas devidas retroativamente a 1998, anulando a Resolução anterior da Diretoria em 16 de agosto de 2006.

A Petrobras impetrou um mandado de segurança e obteve uma liminar para suspender a cobrança das diferenças com relação à Participação Especial mencionada na Resolução da ANP Nº 400/2007, até que os processos judiciais, atualmente em decurso nos Tribunais Federais do Rio de Janeiro, sejam concluídos. Nenhuma decisão foi determinada pela Vara.

A posição dos assessores jurídicos da Petrobras é de que a expectativa de desembolso para os valores reclamados é remota.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

26. Eventos Subseqüentes

(a) Financiamento

Em 11 de janeiro de 2008, a PifCo emitiu *Senior Global Notes* de US\$750, reabrindo essas Notas no mercado de capitais internacional, que constituiu uma emissão única fungível com os US\$1.000 lançados em 1º de novembro de 2007, totalizando US\$1.750 em *bonds* com vencimento em 1º de março de 2018. Os *Notes* possuem juros a uma taxa de 5,875% ao ano, com pagamentos semestrais, começando em 1º de março de 2018. O objetivo dessa emissão foi acessar mercados de capital de longo-prazo, refinanciar pagamentos antecipados de dívida a vencer e reduzir o custo de capital.

(b) Desdobramento de Ações

A Assembléia Geral Extraordinária, realizada em 24 de março de 2008, resolveu efetuar um desdobramento de cada uma das ações da Sociedade em duas, resultando: (a) em uma livre distribuição de 01 (uma) nova ação do mesmo tipo para cada ação original e com base na estrutura de capital de 25 de abril de 2008; (b) em uma livre distribuição de 01 (um) novo Recibo de Depósito Americano (ADR) do mesmo tipo para cada ADS original e com base na estrutura de capital de 25 de abril de 2008. Na mesma data foi aprovado uma alteração à Cláusula 4ª do Estatuto da Sociedade no intuito de dividir o capital em 8.774.076.740 ações, das quais 5.073.347.344 são ações ordinárias e 3.700.729.396 preferenciais, sem valor nominal. Essa alteração ao Estatuto da Sociedade entrará em vigor a partir de 25 de abril de 2008. A relação entre os ADS e as ações de cada classe continua sendo de 02 (duas) ações para 01 (um) ADS. Todas as ações, ADS, informações por ação e por ADS nas demonstrações financeiras e notas em anexo foram republicadas para que refletissem o resultado do desdobramento das ações, conforme segue:

	Exercício findo em 31 de dezembro		
	2007	2006	2005
Média ponderada do número de ações em circulação:			
Ordinárias/ADS	5,073,347,344	5,073,347,344	5,073,347,344
Preferenciais/ADS	3,700,729,396	3,699,806,288	3,698,956,056
Lucro básico e diluído por ação			
Ordinária e preferencial	1.50	1.46	1.18(*)
Lucro básico e diluído por ADS	3.00	2.92	2.36(*)

(*) Informação por ação é apresentada depois do item extraordinário.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS
(Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

26. Eventos Subseqüentes (Continuação)

(c) Adaptação à Lei 11.638/2007

A Lei 11.638/07 foi promulgada em 28 de dezembro de 2007, e altera e rejeita os dispositivos das Leis 6.404 e 6.385, que regeram a preparação das demonstrações contábeis para companhias brasileiras, para ajustar as Práticas Contábeis Brasileiras aos padrões internacionais de contabilidade (IFRS), afetando o resultado líquido e patrimônio líquido, que são base para pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio.

A Companhia está atualmente avaliando os impactos potenciais dessa lei.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

INFORMAÇÕES ADICIONAIS SOBRE ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE
PETRÓLEO E GÁS

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

(i) Custos capitalizados relativos às atividades de produção de petróleo e gás

Esta seção contém informações adicionais sobre as atividades de exploração e produção de petróleo e gás da Companhia, em conformidade com o SFAS N° 69 - Divulgações Sobre Atividades Relativas à Produção de Petróleo e Gás (“SFAS 69”). Os itens (i) a (iii) contém 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) contém 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 e 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 estatal no setor fosse efetivamente retirado da Petrobras. Essa alteração foi introduzida pela Lei do Petróleo, que liberou o mercado de combustíveis no País a partir de 1° de janeiro de 2002.

A Lei do Petróleo estabeleceu uma nova 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 requeira 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 área geográfica “Internacional” inclui as atividades na Angola, Argentina, Bolívia, Colômbia, Equador, México, Nigéria, Peru, Estados Unidos da América, Venezuela, Irã, Líbia e Tanzânia. A Companhia possui, em volume não significativo, empresas não consolidadas que estão envolvidas em atividades de exploração e produção. Os valores relacionados a tais empresas estão incluídos como “Participação em empresas não consolidadas e outros investimentos”.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

INFORMAÇÕES ADICIONAIS SOBRE ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE
PETRÓLEO E GÁS (Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

(i) Custos capitalizados relativos às atividades de produção de petróleo e gás (Continuação)

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:

	Em 31 de dezembro de 2007		
	Brasil	Internacional	Total
Reservas de petróleo e gás não provadas	1.585	1.042	2.627
Reservas de petróleo e gás provadas	31.841	5.674	37.515
Equipamentos de suporte	23.767	803	24.570
Custos capitalizados brutos	57.193	7.519	64.712
Depreciação e exaustão	(22.222)	(2.302)	(24.524)
	34.971	5.217	40.188
Imobilizado em curso	13.558	883	14.441
	48.529	6.100	54.629
Participação proporcional nos custos líquidos capitalizados de companhias não consolidadas	-	726	726
Custos capitalizados, líquidos	48.529	6.826	55.355

	Em 31 de dezembro de 2006		
	Brasil	Internacional	Total
Reservas de petróleo e gás não provadas	683	1.371	2.054
Reservas de petróleo e gás provadas	23.967	4.240	28.207
Equipamentos de suporte	13.851	454	14.305
Custos capitalizados brutos	38.501	6.065	44.566
Depreciação e exaustão	(14.979)	(1.902)	(16.881)
	23.522	4.163	27.685
Imobilizado em curso	10.457	273	10.730
	33.979	4.436	38.415
Participação proporcional nos custos líquidos capitalizados de companhias não consolidadas	-	224	224
Custos capitalizados, líquidos	33.979	4.660	38.639

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

INFORMAÇÕES ADICIONAIS SOBRE ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE
PETRÓLEO E GÁS (Continuação)

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 incluem valores levados ao resultado e capitalizados, conforme demonstrado abaixo:

	Em 31 de dezembro de 2007		
	Brasil	Internacional	Total
Aquisição de campos com reservas			
Provadas	-	59	59
Não provadas	119	464	583
Custos de exploração	2.095	309	2.404
Custos de desenvolvimento	7.928	1.132	9.060
	<u>10.142</u>	<u>1.964</u>	<u>12.106</u>
Participação proporcional nos custos de companhias não consolidadas	-	80	80
	<u>10.142</u>	<u>2.044</u>	<u>12.186</u>
	Em 31 de dezembro de 2006		
	Brasil	Internacional	Total
Aquisição de campos com reservas			
Provadas	-	86	86
Não provadas	38	630	668
Custos de exploração	1.752	430	2.182
Custos de desenvolvimento	6.022	817	6.839
	<u>7.812</u>	<u>1.963</u>	<u>9.775</u>
Participação proporcional nos custos de companhias não consolidadas	-	24	24
	<u>7.812</u>	<u>1.987</u>	<u>9.799</u>
	Em 31 de dezembro de 2005		
	Brasil	Internacional	Total
Aquisição de campos com reservas			
Não provadas	220	126	346
Custos de exploração	1.741	420	2.161
Custos de desenvolvimento	4.687	647	5.334
	<u>6.648</u>	<u>1.193</u>	<u>7.841</u>

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

INFORMAÇÕES ADICIONAIS SOBRE ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE
PETRÓLEO E GÁS (Continuação)

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 referente às atividades de produção de petróleo e gás para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2007, 2006 e 2005 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.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

INFORMAÇÕES ADICIONAIS SOBRE ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE
PETRÓLEO E GÁS (Continuação)

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 SFAS N° 69, 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.

	Em 31 de dezembro de 2007		
	Brasil	Internacional	Total
Receitas operacionais líquidas:			
Vendas a terceiros	2.455	1.136	3.591
Intersegmentos (1)	37.323	1.473	38.796
	39.778	2.609	42.387
Custos de produção (2)	(12.998)	(933)	(13.931)
Despesas de exploração	(648)	(755)	(1.423)
Depreciação, exaustão e amortização	(3.335)	(432)	(3.767)
Perda de valor na recuperação de ativos de produção de petróleo e gás	(26)	(226)	(252)
Outras despesas operacionais	(245)	(78)	(323)
Resultado antes do imposto de renda	22.526	165	22.691
Despesa de imposto de renda	(7.658)	(242)	(7.900)
	14.868	(77)	14.791
Participação proporcional nos resultados das atividades produtivas de companhias não consolidadas	-	(38)	(38)
Resultados das operações (líquido de overhead corporativo e de juros)	14.868	(115)	14.753

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

INFORMAÇÕES ADICIONAIS SOBRE ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE
PETRÓLEO E GÁS (Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

(iii) Resultados das atividades de produção de petróleo e gás (Continuação)

	Em 31 de dezembro de 2006		
	Brasil	Internacional	Total
Receitas operacionais líquidas:			
Vendas a terceiros	3.351	684	4.035
Intersegmentos (1)	31.171	1.830	33.001
	34.522	2.514	37.036
Custos de produção (2)	(11.761)	(949)	(12.710)
Despesas de exploração	(501)	(434)	(935)
Depreciação, exaustão e amortização	(2.166)	(309)	(2.475)
Perda de valor na recuperação de ativos de produção de petróleo e gás	(20)	(1)	(21)
Outras despesas operacionais	(22)	(3)	(25)
	20.052	818	20.870
Resultados antes do imposto de renda e da contribuição social			
Despesa de imposto de renda e contribuição social	(6.818)	(279)	(7.097)
	13.234	539	13.773
Participação proporcional nos resultados das atividades produtivas de companhias não consolidadas	-	20	20
Resultados das operações (líquido de overhead corporativo e de juros)	13.234	559	13.793

	Em 31 de dezembro de 2005		
	Brasil	Internacional	Total
Receitas operacionais líquidas:			
Vendas a terceiros	1.874	920	2.794
Intersegmentos (1)	25.997	1.476	27.473
	27.871	2.396	30.267
Custos de produção (2)	(10.342)	(665)	(11.007)
Despesas de exploração	(871)	(142)	(1.013)
Depreciação, exaustão e amortização	(1.571)	(360)	(1.931)
Perda de valor na recuperação de ativos de produção de petróleo e gás	(11)	(134)	(145)
Outras despesas operacionais	(29)	-	(29)
	15.047	1.095	16.142
Resultados antes do imposto de renda e da contribuição social			
Despesa de imposto de renda e contribuição social	(5.116)	(372)	(5.488)
Resultados das operações (líquidos de overhead corporativo e de juros)	9.931	723	10.654

(1) Não inclui US\$2.213 (US\$1.216 para 2006 e US\$953 para 2005) 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\$41.991 (US\$35.738 para 2006 e US\$28.824 para 2005), referentes ao segmento E&P Brasil (Nota 22).

(2) Não inclui US\$2.149 (US\$1.873 para 2006 e US\$985 para 2005) 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 no custo de vendas da Petrobras, no montante de US\$15.147 (US\$13.634 para 2006 e US\$11.327 para 2005), referente ao segmento E&P Brasil (Ver Nota 22).

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

INFORMAÇÕES ADICIONAIS SOBRE ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE
PETRÓLEO E GÁS (Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

(iv) Informações sobre reservas

As reservas de petróleo e gás provadas líquidas estimadas pela Companhia e as correspondentes movimentações para 2007, 2006 e 2005 estão apresentados na tabela a seguir. As reservas provadas foram estimadas por engenheiros especialistas da Companhia, em conformidade com os conceitos de reservas definidos pela “*Securities and Exchange Commission*”.

As reservas de petróleo e gás provadas correspondem às quantidades estimadas de petróleo bruto, gás natural e gás natural liquefeito com base em dados geológicos e de engenharia com razoável certeza de poderem ser extraídas no futuro de reservatórios conhecidos, sob as condições econômicas e operacionais existentes. As reservas provadas não incluem quantidades adicionais que podem ser recuperáveis após o período de concessão ou contrato ou que derivem de extensões das áreas de reservas atuais provada, ou da aplicação de processos de recuperação secundários ou terciários que não tenham ainda sido testados e considerados economicamente viáveis.

As reservas provadas desenvolvidas correspondem às quantidades que se espera recuperar de poços existentes com os equipamentos e métodos operacionais existentes. As reservas provadas não desenvolvidas correspondem aos volumes que se esperam recuperar em função de investimentos futuros em perfuração, em equipamentos adicionais em poços existentes e na implementação de instalações necessárias à extração dessas reservas.

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.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

INFORMAÇÕES ADICIONAIS SOBRE ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE
PETRÓLEO E GÁS (Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

(iv) Informações sobre reservas (Continuação)

Um resumo das movimentações anuais de reservas provadas de petróleo bruto e gás natural pode ser apresentado como segue:

	Petróleo bruto (milhões de barris)			Gás (bilhões de pés cúbicos)		
	Brasil	Internacional	Total	Brasil	Internacional	Total
Total de reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas						
Reservas em 31 de dezembro de 2004	9.243,4	702,0	(1) 9.945,4	7.954,3	3.292,8	(1) 11.247,1
Revisões de estimativas anteriores	123,0	0,5	123,5	842,4	(32,6)	809,8
Aprimoramento no processo de extração	1,1	(9,4)	(8,3)	6,9	0,2	7,1
Extensões e descobertas	250,9	47,8	298,7	990,0	38,6	1.028,6
Produção no ano	(584,5)	(58,8)	(643,3)	(529,8)	(210,9)	(740,7)
Reservas em 31 de dezembro de 2005	9.033,9	682,1	(1) 9.716,0	9.263,8	3.088,1	(1) 12.351,9
Perda da participação na Venezuela	-	(240,5)	(240,5)	-	(171,2)	(171,2)
Revisões de estimativas anteriores	463,4	(15,3)	448,1	322,1	(459,2)	(137,1)
Aprimoramento no processo de extração	6,9	6,7	13,6	7,6	9,9	17,5
Aquisição de reservas	0,9	8,9	9,8	45,7	16,0	61,7
Venda de reservas	-	(4,5)	(4,5)	-	-	-
Extensões e descobertas	112,8	21,4	134,2	320,6	65,2	385,8
Produção no ano	(616,0)	(42,6)	(658,6)	(532,9)	(209,8)	(742,7)
Reservas em 31 de dezembro de 2006	9.001,9	416,2	(1) 9.418,1	9.426,9	2.339,0	(1) 11.765,9
Revisões de estimativas anteriores	675,2	(8,4)	666,8	470,7	115,4	586,1
Aprimoramento no processo de extração	15,8	9,5	25,3	7,7	3,8	11,5
Aquisição de reservas	-	1,2	1,2	-	-	-
reservas	-	(1,2)	(1,2)	-	-	-
Extensões e descobertas	65,2	37,1	102,3	683,0	169,9	852,9
Produção no ano	(619,6)	(40,1)	(659,7)	(510,0)	(226,6)	(736,6)
Reservas em 31 de dezembro de 2007	9.138,5	414,3	9.552,8	10.078,3	2.401,5	12.479,8
Participação proporcional em reservas líquidas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas de empresas não consolidadas em 31 de dezembro de 2006	-	65,7	65,7	-	77,3	77,3
Participação proporcional em reservas líquidas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas de empresas não consolidadas em 31 de dezembro de 2007	-	60,1	60,1	-	66,9	66,9
Reservas líquidas desenvolvidas e comprovadas:						
Em 1º de janeiro de 2004	3.629,5	404,1	4.033,6	4.398,1	2.548,4	6.946,5
Em 31 de dezembro de 2004	4.129,8	383,1	4.512,9	4.427,6	2.495,2	6.922,8
Em 31 de dezembro de 2005	4.071,7	365,9	4.437,6	4.088,8	2.333,7	6.422,5
Em 31 de dezembro de 2006	3.987,7	232,9	4.220,6	4.115,4	1.758,0	5.873,4
Em 31 de dezembro de 2007	5.249,7	209,6	5.459,3	4.635,0	1.741,4	6.376,4
Participação proporcional em reservas desenvolvidas e provadas de empresas não consolidadas em 31 de dezembro de 2006	-	36,7	36,7	-	43,1	43,1
Participação proporcional em reservas desenvolvidas e provadas de empresas não consolidadas em 31 de dezembro de 2007	-	33,4	33,4	-	44,2	44,2

(1) Inclui reservas de 110 milhões de barris de petróleo e 533 bilhões de pés cúbicos de gás em 2007 (134,0 milhões de barris de petróleo e 504,8 bilhões de pés cúbicos de gás em 2006; e 222,8 milhões de barris de petróleo e 550,6 bilhões de pés cúbicos de gás em 2005) correspondentes a uma participação minoritária de 41,38% na PEPSA, empresa incluída da consolidação da Petrobras.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

INFORMAÇÕES ADICIONAIS SOBRE ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE
PETRÓLEO E GÁS (Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

(iv) Informações sobre reservas (Continuação)

A redução em reservas em 2006 está relacionada às revisões de estimativas anteriores devido às novas nacionalizações ocorridas naquele ano na Bolívia e na Venezuela. A nova regulamentação na Venezuela reduziu nossas reservas, uma vez que a PDVSA transformou-se na principal controladora das companhias criadas para operar os campos com companhias privadas. Na Bolívia, devido às novas regulamentações governamentais, ocorreu um decréscimo das reservas. Na Nigéria, o consórcio responsável pelo campo de Akpo foi constituído pela Total, Petrobras e uma empresa privada nigeriana chamada Sapetro. O contrato firmado por estas empresas estabeleceu que a Total e a Petrobras carregariam o custo do investimento de terceiros e seriam compensadas com a produção/reservas futuras da Sapetro.

Durante 2006, a Sapetro vendeu sua participação para uma companhia de petróleo chinesa e, como parte desse acordo, a Petrobras e a Total foram reembolsadas pelo valor investido até o momento.

(v) Valorização padronizada dos fluxos de caixa futuros descontados líquido relacionadas a quantidades provadas de petróleo e gás e as correspondentes movimentações

A valorização padronizada dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados referentes às reservas de petróleo e gás provadas mencionadas acima é feita em conformidade com o SFAS 69. As entradas de caixa futuras estimadas de atividades de produção no Brasil são apuradas através da aplicação dos preços do final do exercício, apurados segundo a metodologia de determinação interna de preços de petróleo e gás da Companhia, pelas quantidades estimadas das reservas provadas líquidas no fim do exercício. As entradas de caixa futuras estimadas de atividades de produção relativas ao segmento Internacional são apuradas através da aplicação dos preços no final do exercício para petróleo e gás às quantidades das reservas estimadas provadas líquidas, também ao final do exercício. As variações nos preços futuros se limitam às variações previstas em contratos existentes no fim de cada exercício. Os custos de desenvolvimento e produção futuros correspondem aos dispêndios futuros estimados necessários para desenvolver e extrair as reservas provadas estimadas no fim do exercício com base em indicadores de custo no fim do exercício, assumindo continuidade das condições econômicas no fim do exercício. A estimativa de imposto de renda e contribuição social futuros é calculada utilizando as alíquotas oficiais em vigor no fim do exercício. Essas alíquotas refletem deduções permitidas sendo aplicadas aos fluxos de caixa futuros líquidos estimados antes da tributação, menos a base fiscal dos ativos relacionados. Os fluxos de caixa futuros descontados líquidos são calculados utilizando fatores de desconto de 10%. Esse desconto requer estimativa ano a ano a partir do momento em que os dispêndios futuros serão incorridos e quando as reservas serão extraídas.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

INFORMAÇÕES ADICIONAIS SOBRE ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE
PETRÓLEO E GÁS (Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

(v) Valorização padronizada dos fluxos de caixa futuros descontados líquido relacionadas a quantidades provadas de petróleo e gás e as correspondentes movimentações (Continuação)

As informações apresentadas não representam a estimativa da administração da Petrobras dos fluxos de caixa futuros esperados ou o valor das reservas de petróleo e gás provadas. Estimativas de quantidades de reservas provadas envolvem incertezas e estão sujeitas a ajustes à medida que se toma conhecimento de novas informações. As reservas prováveis e possíveis, que podem vir a ser provadas no futuro, são excluídas desses cálculos.

A avaliação arbitrária determinada pelo SFAS 69 requer a adoção de premissas em relação à época e ao valor dos custos de desenvolvimento e produção futuros. Os cálculos são feitos para 31 de dezembro de cada exercício e não devem ser utilizados como indicativos dos fluxos de caixa futuros da Petrobras ou o valor das suas reservas de petróleo e gás.

	Brasil	Internacional	Total
Em 31 de dezembro de 2007			
Fluxos de caixa futuros	797.689	35.985	833.674
Custos de produção futuros	(273.130)	(8.563)	(281.693)
Custos de desenvolvimento futuros	(35.697)	(3.265)	(38.962)
Despesa futura de imposto de renda	(167.865)	(9.683)	(177.548)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	<u>320.997</u>	<u>14.474</u>	<u>335.471</u>
Desconto anual de 10% dos fluxos de caixa estimados	(151.144)	(5.335)	(156.479)
Fluxo de caixa líquidos futuros padronizados descontados	<u>169.853</u>	<u>9.139</u>	<u>178.992</u>
Fluxo de caixa líquidos futuros padronizados descontados relativo às participações da Companhia em empresas não consolidadas	-	792	792
Em 31 de dezembro de 2006			
Fluxos de caixa futuros	477.051	24.691	501.742
Custos de produção futuros	(175.483)	(5.726)	(181.209)
Custos de desenvolvimento futuros	(30.185)	(2.679)	(32.864)
Despesa futura de imposto de renda	(93.914)	(7.051)	(100.965)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	<u>177.469</u>	<u>9.235</u>	<u>186.704</u>
Desconto anual de 10% dos fluxos de caixa estimados	(83.582)	(3.566)	(87.148)
Fluxo de caixa líquidos futuros padronizados descontados	<u>93.887</u>	<u>5.669</u>	<u>99.556</u>
Fluxo de caixa líquidos futuros padronizados descontados relativo às participações da Companhia em empresas não consolidadas	-	472	472
Em 31 de dezembro de 2005			
Fluxos de caixa futuros	496.355	36.014	532.369
Custos de produção futuros	(170.638)	(7.339)	(177.977)
Custos de desenvolvimento futuros	(25.934)	(2.946)	(28.880)
Despesa futura de imposto de renda	(103.726)	(10.929)	(114.655)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	<u>196.057</u>	<u>14.800</u>	<u>210.857</u>
Desconto anual de 10% dos fluxos de caixa estimados	(95.580)	(5.962)	(101.542)
Participação da Companhia através de empresas não consolidadas	-	61	61
Fluxo de caixa líquidos futuros padronizados descontados	<u>100.477</u>	<u>8.899 *</u>	<u>109.376</u>

(*) Inclui US\$1.462 em 2007 (US\$1.338 em 2006 e US\$2.379 em 2005) correspondentes a uma participação minoritária de 41,38% na PEPSA, empresa incluída da consolidação da Petrobras.

(Tradução livre do original em inglês)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS E CONTROLADAS

INFORMAÇÕES ADICIONAIS SOBRE ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE
PETRÓLEO E GÁS (Continuação)

Em milhões de dólares norte-americanos
(exceto quando especificamente indicado)

(v) Valorização padronizada dos fluxos de caixa futuros descontados líquido relacionadas a quantidades provadas de petróleo e gás e as correspondentes movimentações (Continuação)

As seguintes são as principais origens das mudanças no cálculo padrão dos fluxos de caixa líquidos descontados:

	Brasil			Internacional			Total		
	2007	2006	2005	2007	2006	2005	2007	2006	2005
Em 1º de janeiro	93.887	100.477	71.485	5.669	8.899	6.804	99.556	109.376	78.289
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas de custos de produção	(26.780)	(22.761)	(17.529)	(1.642)	(1.505)	(1.731)	(28.422)	(24.266)	(19.260)
Custos de desenvolvimento incorridos	7.928	6.022	4.686	1.132	817	647	9.060	6.839	5.333
Aquisição de reservas	-	-	-	15	101	-	15	101	-
Venda de reservas	-	-	-	(16)	(105)	-	(16)	(105)	-
Extensões, descobertas e aprimoramento no processo de extração, menos custos relativos	3.995	2.509	6.599	1.902	494	554	5.897	3.003	7.153
Perda de participação na Venezuela	-	-	-	-	(1.305)	-	-	(1.305)	-
Revisões de estimativas anteriores	15.356	10.373	4.156	677	(1.825)	92	16.033	8.548	4.248
Variação líquida de preços e custos de produção	113.403	(12.698)	48.525	2.658	(976)	4.981	116.061	(13.674)	53.506
Variação nos custos de desenvolvimento futuros	(6.524)	(5.274)	(9.405)	(866)	(749)	(658)	(7.390)	(6.023)	(10.063)
Acréscimo de desconto	9.389	10.048	7.148	867	1.006	994	10.256	11.054	8.142
Variação líquida de imposto de renda e contribuição social	(40.801)	5.191	(15.188)	(1.257)	817	(2.784)	(42.058)	6.008	(17.972)
Em 31 de dezembro	169.853	93.887	100.477	9.139	5.669	8.899	178.992	99.556	109.376
Cálculo padronizado do fluxo de caixa futuro descontado líquido relativo às participações proporcionais da Companhia em empresas não consolidadas	-	-	-	792	472	-	792	472	-

***Petrobras International Finance Company
(Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro
S.A. - Petrobras)***

Demonstrações contábeis consolidadas
*Exercícios findos em 31 de dezembro de 2007, 2006 e
2005 com Parecer dos Auditores Independentes -
Registrados no PCAOB*

(Tradução livre do original em inglês)

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO SOBRE CONTROLES INTERNOS REFERENTES AO PROCESSO DE PREPARAÇÃO E DIVULGAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

(Tradução livre do original em inglês)

A Administração da Petrobras International Finance Company - PifCo e controladas (“a Companhia”) é responsável pelo estabelecimento e manutenção de controles internos eficazes referentes à preparação e divulgação das demonstrações contábeis consolidadas, bem como a avaliação de eficácia dos controles internos referentes ao processo de preparação e divulgação de demonstrações contábeis consolidadas.

Os controles internos da Companhia referentes à preparação e divulgação das demonstrações contábeis consolidadas são processos desenvolvidos pelo ou sob a supervisão do Comitê de Auditoria da Companhia, do Presidente e do Diretor Financeiro e executados pelos administradores e outros funcionários para fornecer segurança razoável relativamente à confiabilidade do processo de preparação e divulgação dos relatórios financeiros e à preparação das demonstrações contábeis consolidadas para uso externo, de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América. Os controles internos da Companhia sobre o processo de preparação e divulgação de demonstrações contábeis consolidadas incluem as políticas e os procedimentos que (1) se referem à manutenção dos registros que, com detalhe razoável, refletem com exatidão e satisfatoriamente as transações e destinações dos ativos da Companhia; (2) fornecem segurança razoável de que as transações sejam registradas conforme necessário para permitir a preparação das demonstrações contábeis consolidadas conforme os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América e que os recebimentos e gastos da Companhia somente sejam feitos com autorizações da administração e dos diretores da Companhia e (3) fornecem segurança razoável relativa à prevenção ou detecção oportuna da aquisição, uso ou destinação não autorizada dos ativos da Companhia que possam afetar de maneira relevante as demonstrações contábeis consolidadas.

Devido às limitações próprias, os controles internos sobre o processo de preparação e divulgação das demonstrações contábeis consolidadas podem não evitar ou detectar erros oportunamente. Portanto, mesmo os sistemas estabelecidos e considerados eficazes podem fornecer somente segurança razoável relativa ao processo de preparação e apresentação das demonstrações contábeis consolidadas. Também as futuras avaliações da eficácia dos controles internos estão sujeitas ao risco de que os controles possam se tornar inadequados devido às mudanças nas condições ou de que o grau de cumprimento das políticas ou procedimentos possa se deteriorar.

A Administração avaliou a eficácia dos controles internos da Companhia referente ao processo de preparação e divulgação das demonstrações contábeis consolidadas em 31 de dezembro de 2007, com base nos critérios estabelecidos no documento Controle Interno - Estrutura Integrada emitido pelo Conselho da Organização Patrocinadora da Comissão de *Treadway* (COSO). Com base nesta avaliação, a Administração concluiu que, em 31 de dezembro de 2007, os controles internos da Companhia referente à preparação das demonstrações contábeis consolidadas são eficazes.

Os controles internos da Companhia sobre o processo de preparação e divulgação das demonstrações contábeis consolidadas em 31 de dezembro de 2007 foram examinados pela KPMG Auditores Independentes, firma de Auditores Independentes Registrados no PCAOB, conforme parecer datado de 28 de fevereiro de 2008, em anexo.

Daniel Lima de Oliveira
Presidente
28 de fevereiro de 2008

Servio Túlio da Rosa Tinoco
Diretor Financeiro
28 de fevereiro de 2008

(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 2007, 2006 e 2005

Índice

Parecer dos Auditores Independentes Registrados no PCAOB ^(*) , KPMG.....	F161 – F162
Parecer dos Auditores Independentes Registrados no PCAOB ^(*) , Ernst & Young.....	F163

Demonstrações Contábeis Auditadas

Balancos Patrimoniais Consolidados.....	F164 – F165
Demonstrações Consolidadas de Resultados.....	F166
Demonstrações Consolidadas do (Passivo a Descoberto)/ das Mutações do Patrimônio Líquido.....	F167
Demonstrações Consolidadas dos Fluxos de Caixa	F168
Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Consolidadas.....	F169 – F187

(*) Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias Abertas nos Estados Unidos da América (PCAOB – Public Company Accounting Oversight Board).

Parecer dos auditores independentes registrados no PCAOB (*)

(Tradução livre do original em inglês)

À Diretoria Executiva e ao Acionista da
Petrobras International Finance Company

Examinamos os balanços patrimoniais consolidados da Petrobras International Finance Company (e controladas) (“a Companhia”) em 31 de dezembro de 2007 e 2006, e as respectivas demonstrações consolidadas de resultados, do passivo a descoberto e dos fluxos de caixa referentes aos exercícios findos naquelas datas. Também auditamos os controles internos referente ao processo de preparação e divulgação de demonstrações contábeis consolidadas (ICOFR) da Petrobras International Finance Company (e controladas) em 31 de dezembro de 2007, com base nos critérios estabelecidos no documento Controle Interno - Estrutura Integrada emitido pelo Conselho da Organização Patrocinadora da Comissão de *Treadway* (COSO). A administração da Petrobras International Finance Company é responsável por essas demonstrações contábeis consolidadas, por manter controle interno efetivo sobre as demonstrações contábeis consolidadas e pela avaliação da efetividade do controle interno sobre as demonstrações contábeis consolidadas incluída no Relatório da Administração sobre Controles Internos, referente 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 a efetividade dos controles internos da Companhia sobre o processo de preparação e divulgação de demonstrações contábeis consolidadas com base em nossas auditorias. As demonstrações consolidadas dos resultados, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa da Petrobras International Finance Company em 31 de dezembro de 2005, foram auditadas por outros auditores independentes que, sobre elas, emitiram um parecer sem ressalvas, datado de 17 de fevereiro de 2006.

Nossos exames foram conduzidos 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 sobre as 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 da Companhia, bem como da apresentação das demonstrações contábeis consolidadas tomadas em conjunto. Nossa auditoria dos controles internos sobre o processo de preparação e divulgação de demonstrações contábeis consolidadas incluem obter um entendimento dos controles internos sobre demonstrações contábeis consolidadas, avaliar o risco de que uma fraqueza relevante existe e teste e avaliação do desenho e efetividade operacional dos controles internos baseados na avaliação de risco. Nossa auditoria também incluiu a realização de outros procedimentos que consideramos necessários nas circunstâncias. Acreditamos que nossos exames proporcionam uma base adequada para emitirmos nossa opinião.

O processo de controles internos sobre as demonstrações contábeis consolidadas de uma Companhia é elaborado 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 contábeis consolidadas incluem aquelas políticas e procedimentos que (1) se referem à manutenção dos registros que, com detalhe razoável, refletem com exatidão e satisfatoriamente as transações e destinações dos ativos da Companhia; (2) forneçam segurança razoável de que as transações sejam registradas conforme necessário para permitir a preparação das demonstrações contábeis consolidadas de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos, e que recebimentos e gastos da Companhia somente sejam feitos com autorizações da administração e dos diretores da Companhia; e (3) forneçam segurança razoável relativa à prevenção ou detecção oportuna da aquisição, uso ou destinação não autorizada dos ativos da Companhia que possam afetar de maneira relevante 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 futuros períodos 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 controladas) em 31 de dezembro de 2007 e 2006, e os resultados de suas operações e seus fluxos de caixa para os exercícios findos naquelas datas, de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América. Adicionalmente, em nossa opinião, a Petrobras International Finance Company (e controladas) manteve, em todos os aspectos relevantes, controles internos efetivos sobre o processo de preparação e divulgação de demonstrações contábeis consolidadas em 31 de dezembro de 2007, com base nos critérios estabelecidos em Controle Interno - Estrutura Integrada emitido pelo Conselho da Organização Patrocinadora da Comissão de *Treadway* (COSO).

KPMG Auditores Independentes

Rio de Janeiro, Brasil
28 de fevereiro de 2008

(*) Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias abertas nos Estados Unidos da América (PCAOB - Public Company Accounting Oversight Board).

Parecer dos Auditores Independentes Registrados no PCAOB (*)

Aos Diretores e Acionista da
Petrobras International Finance Company

Examinamos as demonstrações consolidadas do resultado das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa da Petrobras International Finance Company (“PifCo”) e suas subsidiárias correspondentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2005, elaborados sob a responsabilidade de sua Administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis com base em nosso exame.

Nosso exame foi conduzido 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 não contêm erros materiais. Não fomos contratados para conduzir uma auditoria sobre a estrutura de controle interno da Companhia em relação a preparação e emissão de relatórios financeiros. Nosso exame considerou esta estrutura de controle interno apenas como base para a definição dos procedimentos de auditoria adequados às circunstâncias, e não com o objetivo de emitir um parecer sobre a eficácia desta estrutura de controle interno. Consequentemente, não emitimos tal parecer. Uma auditoria compreende ainda a constatação, com base em testes, das evidências que suportam os valores e as informações divulgados nas demonstrações contábeis, a avaliação das práticas e estimativas contábeis mais representativas adotadas pela Administração da Companhia, bem como da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto. Acreditamos que nossa auditoria proporciona uma base adequada para emitirmos este parecer.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, o resultado consolidado das operações da PifCo e os seus fluxos de caixa referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2005, de acordo com as práticas contábeis adotadas nos Estados Unidos da América.

ERNST & YOUNG
Auditores Independentes S/S

Paulo José Machado
Sócio

Rio de Janeiro, 17 de fevereiro de 2006.

(*)Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias Abertas nos Estados Unidos da América (PCAOB – Public Company Accounting Oversight Board).

(Tradução livre do original em inglês)

Petrobras International Finance Company e Controladas (Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras)

Balancos Patrimoniais Consolidados
Em 31 de dezembro de 2007 e 2006
(Em milhares de dólares norte-americanos)

Ativo	2007	2006
Ativo circulante		
Disponibilidades (Nota 3)	674,915	510,812
Títulos e valores mobiliários (Nota 4)	489,077	645,278
Contas a receber		
Partes relacionadas (Nota 5)	15,211,914	10,658,905
Outros	902,329	835,437
Títulos a receber - partes relacionadas (Nota 5)	9,673,301	6,114,651
Estoques (Nota 6)	1,224,635	262,720
Pagamento antecipado de exportação – partes relacionadas (Nota 5)	72,496	67,785
Depósitos vinculados a garantias e outros (Nota 7)	79,030	145,732
	28,327,697	19,241,320
Imobilizado	1,232	700
Outros ativos		
Títulos e valores mobiliários (Nota 4)	3,643,545	1,151,588
Títulos a receber - partes relacionadas (Nota 5)	279,574	239,709
Pagamento antecipado de exportação – partes relacionadas (Nota 5)	710,925	464,380
Depósitos vinculados a garantias e despesas antecipadas (Nota 7)	233,085	223,618
	4,867,129	2,079,295
Total do ativo	33,196,058	21,321,315

Veja as notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas.

(Tradução livre do original em inglês)

Petrobras International Finance Company e Controladas **(Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras)**

Balancos Patrimoniais Consolidados

Em 31 de dezembro de 2007 e 2006

(Em milhares de dólares norte-americanos, exceto números de ações e valor por ação)

Passivo e passivo a descoberto	2007	2006
Passivo circulante		
Contas a pagar		
Partes Relacionadas (Nota 5)	1,686,479	1,142,848
Outros	1,180,955	1,121,986
Títulos a pagar - partes relacionadas (Nota 5)	23,977,731	5,386,759
Financiamentos a curto prazo (Nota 8)	5,201	148,447
Parcela corrente dos financiamentos de longo prazo (Nota 8)	704,911	1,057,438
Juros provisionados (Nota 8)	78,709	97,865
Receitas diferidas - partes relacionadas (Nota 5)	326,339	248,688
Outros passivos circulantes	51,941	60,199
	28,012,266	9,264,230
Passivo não-circulante		
Financiamentos a longo prazo (Nota 8)	5,186,789	4,640,134
Títulos a pagar - partes relacionadas (Nota 5)	-	7,441,701
	5,186,789	12,081,835
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 de capital	53,926	53,926
Prejuízos acumulados	(347,549)	(376,519)
Outros resultados abrangentes acumulados		
Perda no "hedge" de fluxo de caixa	(9,424)	(2,207)
	(2,997)	(24,750)
Total do passivo e do passivo a descoberto	33,196,058	21,321,315

Veja as notas explicativas às 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

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2007, 2006 e 2005

(Em milhares de dólares norte-americanos, exceto o lucro líquido/(prejuízo) por ação)

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2007	2006	2005
Vendas de petróleo, produtos derivados de petróleo e serviços			
Partes relacionadas (Nota 5)	14,679,385	14,236,511	13,974,381
Outras	12,052,646	7,833,263	3,161,764
	26,732,031	22,069,774	17,136,145
Despesas operacionais:			
Custo das vendas			
Partes relacionadas (Nota 5)	(8,874,800)	(8,121,994)	(7,780,293)
Outras	(17,435,987)	(13,778,560)	(9,203,008)
Despesas com vendas, gerais e administrativas			
Partes relacionadas (Nota 5)	(182,424)	(189,667)	(158,075)
Outras	(112,257)	(17,678)	(7,647)
	(26,605,468)	(22,107,899)	(17,149,023)
Receitas/(despesas) operacionais	126,563	(38,125)	(12,878)
Receita financeira			
Partes relacionadas (Nota 5)	1,699,307	999,204	765,507
Outras	370,630	285,962	218,479
	2,069,937	1,285,166	983,986
Despesa financeira			
Partes relacionadas (Nota 5)	(1,588,246)	(722,434)	(409,822)
Outras	(579,672)	(735,332)	(588,728)
	(2,167,918)	(1,457,766)	(998,550)
Resultado financeiro, líquido	(97,981)	(172,600)	(14,564)
Variação cambial, líquida	(24)	32	(360)
Outras receitas, líquidas	412	168	46
Lucro líquido/(prejuízo) do exercício	28,970	(210,525)	(27,756)
Lucro líquido/(prejuízo) por ação do exercício – US\$	0.10	(2.72)	(555.12)

Veja as notas explicativas às 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)/ das Mutações do Patrimônio Líquido

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2007, 2006 e 2005

(Em milhares de dólares norte-americanos)

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2007	2006	2005
Ações ordinárias			
Saldo em 1º de janeiro	300,050	50	50
Aumento de capital	-	300,000	-
Saldo no final do exercício	300,050	300,050	50
Contribuição de capital			
Saldo em 1º de janeiro	53,926	173,926	173,926
Adiantamento para aumento de capital	-	(120,000)	-
Saldo no final do exercício	53,926	53,926	173,926
Prejuízos acumulados			
Saldo em 1º de janeiro	(376,519)	(165,994)	(138,238)
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	28,970	(210,525)	(27,756)
Saldo no final do exercício	(347,549)	(376,519)	(165,994)
Outros resultados abrangentes acumulados			
Perda no “hedge” de fluxo de caixa			
Saldo em 1º de janeiro	(2,207)	-	-
Redução no exercício	(7,217)	(2,207)	-
Saldo no final do exercício	(9,424)	(2,207)	-
Total do (passivo a descoberto)/patrimônio líquido	(2,997)	(24,750)	7,982

Veja as notas explicativas às 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 2007, 2006 e 2005
(Em milhares de dólares norte-americanos)

	Exercícios findos em 31 de dezembro		
	2007	2006	2005
Fluxo de caixa das atividades operacionais			
Lucro líquido/(prejuízo) do exercício	28,970	(210,525)	(27,756)
Ajustes para conciliação do lucro líquido/(prejuízo) com o caixa líquido utilizado na atividade operacional			
Depreciação, amortização de despesas pagas antecipadamente e amortização	7,909	20,725	10,150
Redução (aumento) de ativos			
Contas a receber			
Partes relacionadas	(4,553,009)	(1,977,830)	(893,006)
Outros	(66,892)	(622,734)	(59,079)
Pagamento antecipado de exportação - partes relacionadas	(251,256)	411,760	470,754
Outros ativos	(903,409)	(242,283)	(221,863)
Aumento (redução) de passivos			
Contas a pagar			
Partes relacionadas	543,631	192,116	388,593
Outros	58,969	505,910	48,999
Outros passivos	(74,896)	(44,551)	277,318
Recursos líquidos utilizados nas atividades operacionais	(5,209,983)	(1,967,412)	(5,890)
Fluxo de caixa das atividades de investimentos			
Títulos e valores mobiliários, líquidos	(2,335,756)	451,775	(383,826)
Títulos a receber – partes relacionadas, líquidos	(3,608,351)	(2,342,359)	(1,887,125)
Imobilizado	(904)	(460)	(19)
Recursos líquidos utilizados em atividades de investimentos	(5,945,011)	(1,891,044)	(2,270,970)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos			
Financiamentos de curto prazo, líquidos de emissões e pagamentos	(143,246)	(191,056)	(116,654)
Recursos oriundos da emissão de financiamentos de longo prazo	1,737,162	982,280	695,000
Pagamentos do principal de financiamentos de longo prazo	(1,557,783)	(1,731,726)	(602,410)
Empréstimos de curto prazo - partes relacionadas, líquidos	18,630,887	(2,268,898)	1,424,385
Recursos oriundos de empréstimos de longo prazo - partes relacionadas	-	7,347,923	-
Pagamentos do principal de empréstimos - partes relacionadas	(7,347,923)	-	-
Recursos líquidos gerados pelas atividades de financiamentos	11,319,097	4,138,523	1,400,321
Aumento (redução) nas disponibilidades	164,103	280,067	(876,539)
Disponibilidade no início do exercício	510,812	230,745	1,107,284
Disponibilidade no fim do exercício	674,915	510,812	230,745
Informações adicionais à demonstração do fluxo de caixa:			
Valores pagos durante o exercício a título de			
Juros	2,096,165	1,371,169	727,739
Impostos sobre a renda	1,089	113	120
Atividades de investimento e financiamento que não envolvem desembolso de caixa			
Aumento de capital através de mútuos passivos	-	180,000	-

Veja as notas explicativas às 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 2007, 2006 e 2005
(Em milhares de dólares norte-americanos)

1. A Companhia e suas Operações

A Petrobras International Finance Company (“PifCo” ou “a Companhia”), sediada nas Ilhas Cayman, foi constituída em 24 de setembro de 1997 e opera como subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras.

O principal objetivo da PifCo consiste em adquirir de terceiros petróleo e produtos derivados de petróleo e vendê-los, acrescidos de “spread”, à Petrobras, que possui prazo maior para pagamento à Companhia. Assim, as atividades e transações realizadas entre as companhias, bem como a posição financeira e o resultado operacional da PifCo, são afetados pelas decisões tomadas pela Petrobras. Além dessas atividades, porém em menor grau, a Companhia também vende petróleo e produtos derivados de petróleo a terceiros. A PifCo também atua na captação de empréstimos em mercados de capital internacionais, como parte da estratégia financeira e operacional da Petrobras.

Segue abaixo uma breve descrição de cada uma das controladas integrais da Companhia:

Petrobras Singapore Private Limited

A Petrobras Singapore Private Limited (“PSPL”), sociedade constituída em Cingapura, foi criada em abril de 2006 para a comercialização de petróleo e produtos derivados de petróleo no âmbito das atividades comerciais na Ásia. A empresa iniciou suas atividades em julho de 2006.

Petrobras Finance Limited

A Petrobras Finance Limited (“PFL”), sediada nas Ilhas Cayman, adquire óleo combustível da Petrobras e vende esses produtos 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. Até 1º de junho de 2006 a PFL também adquiria “bunker” da Petrobras. 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. Tais 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 Paraguai 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 outros riscos comerciais ou financeiros.

(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
(Em milhares de dólares norte-americanos)

1. A Companhia e suas Operações (Continuação)

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 o 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.

(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.

(b) Disponibilidades

Disponibilidades representam aplicações de alta liquidez, que são prontamente conversíveis em caixa, e têm vencimento em até três meses da data de aquisição.

(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
(Em milhares de dólares norte-americanos)

2. Base de Apresentação das Demonstrações Contábeis (Continuação)

(c) Títulos e valores mobiliários

A Companhia contabiliza títulos e valores mobiliários de acordo com o pronunciamento SFAS 115 - “Contabilização de Certos Investimentos em Títulos de Dívida e Patrimoniais” (“SFAS 115”), classificando-os como disponíveis para venda ou para negociação, de acordo com as estratégias planejadas para cada título. Os títulos classificados para negociação são investimentos de curto prazo, uma vez que devem ser liquidados, vendidos ou utilizados para atender necessidades correntes de caixa. Os títulos classificados como disponíveis para venda são investimentos de longo prazo, uma vez que não há expectativa de que sejam vendidos ou de outra forma liquidados nos próximos doze meses.

Títulos para negociação são ajustados ao valor de mercado com base nos rendimentos do período corrente. Os títulos disponíveis para venda são ajustados a valor de mercado com base em outros resultados abrangentes acumulados, e os títulos mantidos até o vencimento são registrados ao custo histórico. Não há reclassificações entre classes de investimentos.

(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. Referem-se a empréstimos executados entre a Companhia e as subsidiárias da Petrobras.

(f) Estoques

São registrados ao valor de custo ou mercado, 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 no momento do pagamento.

(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
(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 amortizados ao longo do prazo de vencimento das respectivas dívidas. O saldo não amortizado dos custos de financiamento diferidos era de US\$ 60,486 e US\$ 55,192 em 31 de dezembro de 2007 e 2006, respectivamente.

(i) Imobilizado

Imobilizados estão apresentados ao custo e são depreciados com base em sua vida útil estimada.

(j) Passivos 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 juros cobrados pela Companhia junto à Petrobras e à Alberto Pasqualini - Refap S.A. (“Refap”) para compensação de seus custos financeiros. Os juros 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 juros cobrados às despesas financeiras da Companhia.

(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.

(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
(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) Imposto sobre a renda

A Companhia contabiliza os impostos sobre a renda através de uma abordagem ativa e passiva, que requer o reconhecimento de impostos correntes a pagar ou a restituir no exercício e de ativos e passivos fiscais diferidos referentes a futuras conseqüências fiscais decorrentes de fatos geradores reconhecidos nas demonstrações contábeis da Companhia. O cálculo dos ativos e passivos fiscais correntes e diferidos é baseado na legislação fiscal em vigor nos países em que a Companhia e suas controladas atuam (Reino Unido, Bermuda, Cingapura e Ilhas Cayman em 2007 e 2006 e Reino Unido, Bermuda e Ilhas Cayman em 2005). Os ativos fiscais diferidos são reduzidos pelo valor dos benefícios fiscais quando a Companhia, baseada em evidências disponíveis, acredita que tais benefícios não serão realizados. As Ilhas Cayman e Bermuda não possuem regulamentação fiscal societária e, portanto, a Companhia não constitui provisões tributárias para esses países e nas operações no Reino Unido e Cingapura não foram gerados ativos ou passivos fiscais diferidos em 2007 e 2006.

(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
(Em milhares de dólares norte-americanos)

2. Base de Apresentação das Demonstrações Contábeis (Continuação)

(n) Contabilização para instrumentos financeiros derivativos e operações de “hedge”

A Companhia adota o Pronunciamento SFAS N° 133 – Contabilização de Instrumentos Financeiros Derivativos e Operações de “Hedge”, juntamente com suas alterações e interpretações, referidos coletivamente neste instrumento como “SFAS 133”. O SFAS 133 estabelece que todo o instrumento derivativo deve ser contabilizado no balanço da Companhia, tanto no ativo quanto no passivo, e mensurado pelo valor justo. O SFAS 133 estabelece que mudanças ocorridas no valor justo de tais derivativos devem ser contabilizadas na demonstração de resultados 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” e do grau de efetividade do “hedge”.

A Companhia se utiliza de instrumentos financeiros derivativos para fins de “hedging” econômico com o objetivo de reduzir o risco da ocorrência de variações desfavoráveis nos preços de compra para petróleo. 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 derivativos para fins de “hedging” econômico 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.

Para operações de “hedge” de fluxo de caixa, 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 em lucros.

(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
(Em milhares de dólares norte-americanos)

2. Base de Apresentação das Demonstrações Contábeis (Continuação)

(o) Pronunciamentos contábeis recentemente emitidos

- **Pronunciamento FASB No. 157, Medições do Valor Justo (“SFAS 157”)**

Em setembro de 2006, o FASB divulgou o SFAS 157, que entrou em vigor a partir de 1º de janeiro de 2008. Esta regra define o valor justo, determina os critérios para medição do valor justo e amplia as divulgações relativas às medições de valor justo. O SFAS 157 não exige que novos itens sejam medidos a valor justo, porém será aplicável aos ativos e passivos que devem ser contabilizados pelo valor justo, conforme requerido pelos demais pronunciamentos contábeis em vigor. A Companhia não prevê impacto significativo, além de evidenciações adicionais, em suas demonstrações financeiras consolidadas.

- **Posição do Staff do FASB N° 157-2, Data de Efetividade do SFAS 157 (“FSP 157-2”)**

Em fevereiro de 2008, o FASB emitiu o FSP 157-2, que adia a data de adoção do SFAS 157 de 1º de janeiro de 2008, para todos os ativos não-financeiros e passivos não-financeiros, exceto aqueles reconhecidos ou divulgados ao valor justo nas demonstrações financeiras de forma recorrente (pelo menos anualmente), até 1º de janeiro de 2009. A Companhia não espera qualquer impacto significativo em suas demonstrações contábeis consolidadas.

- **Pronunciamento FASB 159 “A Opção do Valor Justo para os Ativos e Passivos Financeiros” (“SFAS 159”)**

Em fevereiro de 2007, o FASB emitiu o SFAS 159, que permite a mensuração de determinados instrumentos financeiros a valor justo. As empresas poderão optar pela mensuração a valor justo desde que a escolha atenda a determinadas datas estabelecidas pelo pronunciamento. Os ganhos e perdas não realizados serão reconhecidos a cada período de reporte. O SFAS 159 entra em vigor para os exercícios fiscais iniciados após 15 de novembro de 2007. A Companhia não espera qualquer impacto significativo em suas 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
(Em milhares de dólares norte-americanos)

3. Disponibilidades

	<u>2007</u>	<u>2006</u>
Caixa e bancos	20,925	461
Depósitos a termo e fundos de investimento de curto prazo	653,990	510,351
	<u>674,915</u>	<u>510,812</u>

4. Títulos e Valores Mobiliários

				<u>Total</u>	
	<u>Título</u>	<u>Vencimento</u>	<u>Taxa de juros</u>	<u>2007 (i)</u>	<u>2006 (i)</u>
Disponíveis para venda (iii) Clep (ii)		2014	8%	867,794	975,840
Disponíveis para venda (iii) Marlim (ii)		2008-2011	12.25%	352,911	295,588
Mantidos até o vencimento Gasene (ii)		2009	5.45%	224,142	212,184
Mantidos até o vencimento Charter (ii)		2009	5.09% a 5.79%	699,261	-
Mantidos até o vencimento NTS (ii) and (iv)		2009-2014	5.77%/6.21%	576,687	-
Mantidos até o vencimento NTN (ii) and (iv)		2009-2014	5.77%/6.21%	519,874	-
Mantidos até o vencimento Mexilhão (ii)		2009	5.68%/5.72%	255,371	87,589
Mantidos até o vencimento PDET (ii)		2019	7.12%	204,986	207,721
Mantidos até o vencimento TUM (ii)		2008	5.69%/5.70%	274,593	-
Mantidos até o vencimento Terceiros				157,003	-
Para negociação Terceiros				-	17,944
				4,132,622	1,796,866
Menos: Saldos correntes				(489,077)	(645,278)
				<u>3,643,545</u>	<u>1,151,588</u>

(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) Mudanças no valor de mercado relacionado aos títulos classificados como Disponíveis para venda em acordo com o SFAS 115 são mínimos e estão inclusos nas Demonstrações do Resultado em receitas e despesas financeiras.

(iv) Títulos emitidos pela Nova Transportadora Nordeste - NTN e Nova Transportadora Sudeste - NTS (duas Sociedades de Propósito Específico da Petrobras relacionadas ao projeto Malhas) (veja Nota 8 (ix)).

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 certos grupos de títulos da Petrobras entre outros investimentos os quais são classificados como mantidos até o vencimento, para negociação ou disponíveis para venda de acordo com o pronunciamento SFAS 115, conforme a intenção da administração. Os títulos para negociação são apresentados como ativo circulante, uma vez que são utilizados em um curto prazo para atender necessidades de caixa; títulos disponíveis para venda são apresentados como outros realizáveis a longo prazo, uma vez que não há expectativa de que sejam vendidos ou liquidados nos próximos doze meses.

(Tradução livre do original em inglês)

Petrobras Integral Finance Company and Controladas (Subsidiária Integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras)

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Consolidadas
(Em milhares de dólares norte-americanos)

5. Partes Relacionadas

	Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras	Petrobras Internacional Brasil e o B.V. - PIB.B.V. e suas controladas	Downstream Participações S.A. e suas controladas	Petrobras Netherlands B.V. - PNBV e suas controladas	Termobahia (iv)	Outras	2007	2006
Ativo circulante								
Títulos e valores mobiliários (v)						407,564	407,564	627,335
Contas a receber, principalmente, de vendas (i)	14,585,258	231,086	395,570		40,894		15,211,914	10,658,905
Títulos a receber		5,805,572		3,686,301		4,100	9,673,301	6,114,651
Pagamento antecipado de exportação	68,396				1,453		72,496	67,785
Outros							1,453	1,453
Ativo não-circulante								
Títulos e valores mobiliários (v)						3,568,055	3,568,055	1,151,588
Títulos a receber	398,400	279,574					279,574	239,709
Pagamento antecipado de exportação						312,525	710,925	464,380
Passivo circulante								
Contas a pagar a fornecedores	1,497,814	144,721	43,944				1,686,479	1,142,848
Títulos a pagar (ii)	23,977,731						23,977,731	5,386,759
Receitas diferidas	321,668		4,671				326,339	248,688
Passivo não-circulante								
Títulos a pagar							-	7,441,701
Demonstrações de resultados								
Vendas de petróleo, produtos derivados de petróleo e serviços	12,230,667	704,088	1,744,630				14,679,385	14,236,511
Aquisições (iii)	(6,873,244)	(891,535)	(622,793)			(487,228)	(8,874,800)	(7,780,293)
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(166,399)	(15,955)	(88)			18	(187,434)	(189,667)
Receitas financeiras	997,400	401,208	15,771		3,164	14,030	1,499,307	765,507
Despesas financeiras	(1,588,246)						(1,586,246)	(409,822)

As operações comerciais da PiCo com suas controladas e coligadas são efetuadas a preços e condições normais de mercado, com exceção das operações de venda de petróleo e derivados para a Petrobras, que possuem prazo maior de liquidação em função de a PiCo se tratar de uma Companhia criada para esse fim, com a cobrança dos devidos encargos financeiros incorridos no período.

Algumas partes relacionadas da PiCo e PFL, que são subsidiárias da Petrobras, funcionam como agentes em conexão com as exportações de alguns clientes do programa de pré-pagamento de exportação. Estas transações vêm sendo classificadas como transações de partes relacionadas para propósito dessa demonstração contábil.

As transações foram efetuadas para suportar a estratégia financeira e operacional da controladora da Companhia, a Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras.

- (i) As contas a receber de partes relacionadas referem-se principalmente a vendas de petróleo realizadas pela Companhia para a Petrobras, com prazo para pagamento de até 330 dias.
- (ii) Passivo circulante - Títulos a pagar referem-se a empréstimos realizados entre a Companhia e a Petrobras, com taxas de juros anuais entre 7,9% e 8,4%.
- (iii) Aquisições de partes relacionadas são registradas em custo das vendas, na demonstração de resultado.

(iv) Em 28 de dezembro de 2005, a fim de prestar suporte à Petrobras em suas transações relacionadas à usina termelétrica Termobahia, a PiCo firmou uma série de contratos com a Blade Securities Ltd, uma sociedade de propósito específico (SPE) que detém 49% de participação no capital da Termobahia (consolidada pela Petrobras). Segundo esses contratos, a PiCo pagou à Blade US\$ 1,453, que, em troca, transferiu para a PiCo os direitos sobre quaisquer dividendos recebíveis da Termobahia para a PiCo ou para qualquer subsidiária da Petrobras. Adicionalmente, a PiCo pagou à Blade US\$ 38,185, que, em troca, transferiu para a PiCo quaisquer valores recebidos da Termobahia com relação ao empréstimo subordinado registrado como títulos a receber, sujeito a juros de 8% a.a. com vencimento em 2023, e os direitos sobre os empréstimos a receber para a PiCo ou para qualquer subsidiária da Petrobras. A Petrobras pretende adquirir a participação na Termobahia e sua respectiva dívida em 2008.

- (v) Veja nota (4)

(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
(Em milhares de dólares norte-americanos)

6. Estoques

	<u>2007</u>	<u>2006</u>
Petróleo	816,127	60,097
Derivados de petróleo	408,508	202,623
	<u>1,224,635</u>	<u>262,720</u>

7. Depósitos Vinculados a Garantias

A PifCo possui depósitos vinculados a garantias referentes a obrigações de contratos de financiamento. O montante classificado no ativo não-circulante está representado por depósitos de: (i) US\$ 33,441 relacionados a emissões de Senior Notes no valor total de US\$ 450,000, (ii) US\$ 43,464 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 (como descrito na nota 10), conforme contrato de Depósito; e (iii) conforme contrato de Depósito, Garantia e Indenização de 29 de abril de 2005 a PifCo dá garantia à dívida da Sociedade Fluminense de Energia - SFE, subsidiária de sua controladora. De acordo com os termos do contrato de garantia, PifCo depositou US\$ 95,949 como depósito em garantia, tal montante poderá ser utilizado para cobrir a dívida da Sociedade Fluminense de Energia – SFE 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
(Em milhares de dólares norte-americanos)

8. Financiamentos

	Curto prazo		Longo prazo	
	2007	2006	2007	2006
Instituições financeiras (i) (ix)	311,471	329,180	1,040,000	1,041,250
Senior notes (ii) (iv) (viii)	238,474	533,945	235,350	524,602
Global step-up notes (ii) (v) (viii)	130,772	4,165	-	134,622
Venda de recebíveis futuros (iii) (iv)	69,012	68,393	548,400	614,380
Ativos relacionados ao pagamento antecipado de exportação a serem compensados com a venda de recebíveis futuros (iii)	-	-	(150,000)	(150,000)
Global notes (ii) (v) (vii) (viii) (x)	37,337	32,725	3,200,209	2,181,420
Japanese yen bonds (vi)	1,755	1,658	312,830	293,860
Senior exchangeable notes	-	333,684	-	-
	788,821	1,303,750	5,186,789	4,640,134
Financiamento	5,201	148,447	5,186,789	4,640,134
Parcela corrente do financiamento de longo-prazo	704,911	1,057,438	-	-
Juros provisionados	78,709	97,865	-	-
	788,821	1,303,750	5,186,789	4,640,134

- (i) Os financiamentos em dólares norte-americanos foram obtidos principalmente de bancos comerciais e incluem linhas de crédito, a taxas de juros que variam de 4.95% a 6.87% em 31 de dezembro de 2007 e que se destinam fundamentalmente à aquisição de petróleo e produtos derivados de petróleo. A média ponderada de empréstimos e financiamentos de curto prazo em 31 de dezembro de 2007 e 2006 era de 5.59% e 6.76%, respectivamente.

Em 31 de dezembro de 2007 e 2006, a Companhia utilizou integralmente todas as linhas de crédito disponíveis para a aquisição de produtos importados.

- (ii) Em 31 de dezembro de 2007 e 2006, o saldo remanescente de prêmios líquidos nas re-emissões totalizava US\$ 2,082 e US\$ 10,273, respectivamente. A PifCo reconheceu perdas na extinção de títulos no valor de US\$ 160,048 durante 2006 (veja nota 8(v)). Em conexão com a operação de troca de títulos (veja Nota 8(viii)) a PifCo pagou US\$ 54,812 relacionados ao montante acima do valor de face dos títulos antigos trocados. Este montante foi associado aos novos títulos e está sendo amortizado de acordo com o método de juros efetivo.

(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
(Em milhares de dólares norte-americanos)

8. Financiamentos (Continuação)

- (iii) Em maio de 2004, a PFL e a PF Export Trust assinaram uma alteração contratual ao “Trust Agreement” permitindo que os “Junior Trust Certificates” fossem compensados com os respectivos títulos, ao invés de integralmente pagos, após cumpridas todas as obrigações referentes aos “Senior Trust Certificates”. O efeito desta alteração contratual é que os saldos relacionados aos “Junior Trust Certificates” estão agora apresentados pelo valor líquido nestas demonstrações contábeis e assim, o montante de US\$ 150,000 foi deduzido do financiamento não-circulante relativo à venda de recebíveis futuros.
- (iv) Em 1º de março de 2006, a PFL efetuou o pagamento antecipado dos títulos com taxas fixas das “Senior Trust Certificates” (Séries A1 e B) em conformidade com as cláusulas contratuais aplicáveis no montante de US\$333,860. No pagamento antecipado dos títulos com taxas fixas das “Senior Trust Certificates” (Séries A1 e B) a PFL pagou um prêmio de montante total de US\$ 13,650.

Em 26 de maio de 2006, a PFL obteve o consentimento dos detentores das séries 2003-A 6.436% “Senior Trust Certificates” com vencimento em 2015 emitidos pela PF Export Receivables Master Trust. O aditivo contratual permitiu a eliminação da comercialização de “bunker” do programa de pré-pagamento de exportação. Desta forma, somente recebíveis oriundos das vendas de óleo combustível continuarão a fazer parte do programa de pré-pagamento de exportação, com a redução da média mínima diária das exportações brutas de óleo combustível em determinado período de doze meses. A PFL também obteve o consentimento dos detentores das Séries 2003-B 3.748% com vencimento em 2013. Este aditivo contratual tornou-se efetivo a partir de 1º de junho de 2006.

Como resultado, as taxas das garantias das séries 2003-B foram reduzidas de 1.8% para 1.1%.

- (v) Em 24 de julho de 2006, a PifCo concluiu a oferta de recompra (Tender), anunciada em 18 de julho de 2006, de cinco séries de títulos de sua emissão no montante de US\$ 888,260. Considerando os títulos já recomprados pela Petrobras e PifCo no passado, a operação alcançou o valor de US\$ 1,215,661. A recompra dos títulos visa a redução do nível de endividamento total e a simplificação do seu perfil, ao se beneficiar de sua forte geração de caixa. A liquidação da operação ocorreu no dia 27 de julho de 2006 e todos os títulos recomprados foram cancelados na mesma data. Com a conclusão da oferta de recompra, a PifCo incorreu em despesas no montante total de US\$ 160,048 durante 2006 (veja nota 8(ii)).

(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
(Em milhares de dólares norte-americanos)

8. Financiamentos (Continuação)

<u>Títulos Recomproudos</u>	<u>Taxa de juros por ano</u>	<u>Vencimento</u>	<u>Valor</u>
Global Step-Up Notes	12.375%	2008	265,378
Senior Notes	9.875%	2008	211,754
Senior Notes	9.750%	2011	313,644
Global Notes	9.125%	2013	251,665
Global Notes	8.375%	2018	173,220
			<u>1,215,661</u>

- (vi) Em 27 de setembro de 2006, a PifCo concluiu uma emissão privada de títulos no mercado de capitais japonês (“Shibosai”) no montante de ¥ 35 bilhões (US\$ 297,780), com vencimento em setembro de 2016. Trata-se de uma emissão de subscrição privada no mercado japonês, com a garantia parcial do Japan Bank for International Cooperation (JBIC) e com juros à taxa de 2.15% ao ano pagáveis semestralmente. Nesta mesma data a PifCo contratou uma operação “swap” com o Citibank, convertendo a totalidade desta obrigação em dívida denominada em dólares norte-americanos (ver Nota 11). A PifCo utilizou os recursos financeiros obtidos com esta emissão para financiar a PNBV, parte relacionada, para a construção de dutos que interligarão as plataformas de produção P-51, P-52 e P-53 à plataforma de rebombeio autônomo PRA-1.

Na mesma data, a PifCo celebrou “swaps” de moedas segundo os quais há a troca dos pagamentos de principal e juros no financiamento denominado em iene para dólares dos EUA; operação qualificada como “hedge” de fluxo de caixa conforme o SFAS 133. O objeto do “hedging” é um título de ¥ 35 bilhões com prazo de dez anos e cupons semestrais de 2.15% a.a. O instrumento de “hedge” é “swap” de moedas, cujos valores nominais, instrumentos subjacentes e vencimentos se igualam aos termos do financiamento; e no qual dólares dos EUA são pagos e ienes japoneses são recebidos.

O ganho ou perda da operação em decorrência da remensuração dos títulos denominados em ienes será compensado pela reclassificação relativa à remensuração do objeto de “hedge” a taxas à vista, de outras receitas abrangentes para resultado. Em 31 de dezembro de 2007 e 2006 a operação “swap” em moeda estrangeira possuía valor de mercado de US\$ 3,193 e US\$ 8,754, respectivamente, devido à desvalorização do iene japonês em comparação ao dólar norte-americano desde a celebração do instrumento. Nenhum montante foi reconhecido como resultado durante o ano como inefetividade de “hedge”. Outros resultados abrangentes acumulados foram reclassificados na data do balanço para compensar o ganho ou perda em moeda estrangeira no item objeto de “hedge”.

Petrobras International Finance Company e Controladas (Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras)

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Consolidadas
(Em milhares de dólares norte-americanos)

8. Financiamentos (Continuação)

- (vii) Em 06 de outubro de 2006, a Companhia emitiu Global Notes no montante de US\$ 500,000, com vencimento em 2016, taxa de 6.125% a.a. e pagamento de juros semestrais. A Companhia usou esses recursos, principalmente, para pagar fornecedores e mútuos com empresas do grupo Petrobras.
- (viii) A liquidação da operação de troca de títulos ocorreu em 7 de fevereiro de 2007 e como resultado a PifCo recebeu e aceitou ofertas no montante de US\$ 399,053 (valor de face dos títulos). Os títulos antigos recebidos na troca foram cancelados na mesma data e como resultado, a PifCo emitiu, na data de liquidação da operação, novos títulos com vencimento em 2016 e cupom de 6.125% a.a., no valor de US\$ 399,053, os quais constituem uma emissão única e fungível com os US\$ 500,000 emitidos em outubro de 2006, totalizando US\$ 899,053 em títulos da emissão com vencimento em 2016. A PifCo também pagou aos investidores o montante equivalente a US\$ 56,056, como resultado da oferta para troca dos títulos (veja nota 8(ii)). A tabela abaixo resume o resultado da operação.

<u>PifCo títulos antigos</u>	<u>Taxa juros por ano</u>	<u>Vencimento</u>	<u>Principal após liquidação</u>	<u>Total aceito para troca</u>
Global Step-Up Notes	12.375%	2008	126,868	7,754
Senior Notes	9.875%	2008	224,212	14,034
Senior Notes	9.750%	2011	235,350	51,006
Global Notes	9.125%	2013	374,211	124,124
Global Notes	7.750%	2014	397,865	202,135
			1,358,506	399,053

<u>PifCo títulos novos</u>	<u>Taxa juros por ano</u>	<u>Vencimento</u>	<u>Principal após troca</u>	<u>Total reaberto</u>
Global Notes	6.125%	2016	899,053	399,053
			899,053	399,053

- (ix) Em 15 de junho de 2007, a Nova Transportadora Nordeste - NTN e Nova Transportadora Sudeste - NTS (duas Sociedades de Propósito Específico da Petrobras relacionadas ao projeto Malhas) transferiram para a PifCo um empréstimo com o M-GIC (um agente facilitador do JBIC - Banco Japonês de Cooperação Internacional). O montante em aberto da dívida é US\$ 394,000, com taxa de juros de Libor mais 0.8% a.a., pagáveis semestralmente. O principal também será pago semestralmente a partir de 15 de dezembro de 2009 até 15 de dezembro de 2014. Como consequência dessa transferência, a NTN e a NTS emitiram alguns títulos para a PifCo com as mesmas características do empréstimo (montante do principal, taxa de juros e escala de amortização) (veja Nota 4(iv)).

Petrobras International Finance Company e Controladas

(Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras)

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Consolidadas
(Em milhares de dólares norte-americanos)

8. Financiamentos (Continuação)

- (x) Em 1º de novembro de 2007, a PifCo emitiu Global Notes no montante de US\$ 1,000,000 no mercado de capitais internacional, com vencimento em março de 2018, taxa de 5.875% a.a. e pagamento de juros semestrais, a partir de 1º de março de 2008. O objetivo da operação foi acessar o mercado de capitais de longo prazo, re-financiar o pré-pagamento de dívidas antigas e reduzir o custo de capital.

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
Senior notes						
Senior notes	Janeiro de 2002	2011	9.750%	235,350	semestral	“bullet”
				<u>235,350</u>		
Venda de recebíveis futuros						
Junior trust certificates						
Série 2003-B	Maior de 2003	2013	3.748%	40,000	trimestral	“bullet”
Série 2003-A	Maior de 2003	2015	6.436%	110,000	trimestral	“bullet”
				<u>150,000</u>		
Ativos relacionados ao pagamento antecipado de exportação a serem compensados com a venda de recebíveis futuros						
Série 2003-B	Maior de 2003	2013	3.748%	(40,000)	trimestral	“bullet”
Série 2003-A	Maior de 2003	2015	6.436%	(110,000)	trimestral	“bullet”
				<u>(150,000)</u>		
				<u>-</u>		
Senior trust certificates						
Série 2003-B	Maior de 2003	2013	4.848%	109,920	trimestral	trimestral
Série 2003-A	Maior de 2003	2015	6.436%	288,480	trimestral	trimestral
				<u>398,400</u>		
Japanese yen bonds						
	Setembro de 2006	2016	2.150%	312,830	semestral	“bullet”
				<u>312,830</u>		
Global notes						
Global notes	Julho de 2003	2013	9.125%	377,665	semestral	“bullet”
Global notes	Dezembro de 2003	2018	8.375%	576,780	semestral	“bullet”
Global notes	Setembro de 2004	2014	7.750%	397,865	semestral	“bullet”
Global notes	Outubro de 2006	2016	6.125%	847,899	semestral	“bullet”
Global notes	Novembro, 2007	2018	5.875%	1,000,000	semestral	“bullet”
				<u>3,200,209</u>		
Instituições financeiras						
	a partir de 2004	até 2017	de 5.34% até 6.87%	1,040,000	vários	vários
				<u>1,040,000</u>		
				<u>5,186,789</u>		

Petrobras International Finance Company e Controladas **(Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras)**

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Consolidadas
(Em milhares de dólares norte-americanos)

8. Financiamentos (Continuação)

Financiamento de longo prazo - informações adicionais

b) Vencimentos de longo prazo

2009	198,536
2010	395,376
2011	392,796
2012	162,566
2013	533,933
2014 em diante	3,503,582
	<hr/>
	5,186,789
	<hr/>

9. Compromissos e Contingências

(a) Contratos de compra de petróleo

Com o objetivo de garantir a compra de derivados de petróleo para seus clientes, a Companhia possui atualmente uma série de contratos de curto e longo prazo com vencimento máximo até 2017 que, quando considerados em conjunto, a obrigam a adquirir, por dia, um mínimo de aproximadamente 216,800 barris de petróleo e derivados de petróleo a preços de mercado.

(b) Opção de compra - plataformas

A Companhia conservou 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 os Proprietários exerçam a Opção de Venda, em caso de hipótese de inadimplemento, 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 por ocasião do vencimento das condições de Afretamento.

Em relação a plataforma P-47, a PifCo manteve seu 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, se o proprietário exercer a opção de venda, em caso 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.

Petrobras International Finance Company e Controladas

(Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras)

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Consolidadas
(Em milhares de dólares norte-americanos)

9. Compromissos e Contingências (Continuação)

(c) Contratos de Financiamentos

Em 31 de dezembro de 2007 o montante em aberto referente a cartas de crédito irrevogáveis era de US\$ 730,045, comparado a US\$ 552,087 em 31 de dezembro de 2006, suportando a importação de petróleo e derivados de petróleo.

Adicionalmente, a Companhia possui linhas de créditos compromissadas no montante de US\$ 327,000, (US\$ 675,000 em 31 dezembro de 2006) sem destinação específica. A PifCo não efetuou saques referentes a esses contratos e não possui data definida para os mesmos.

10. (Passivo a Descoberto)/Patrimônio Líquido

Em setembro de 2006, a Petrobras alterou a designação de US\$ 120,000 de adiantamento para futuro aumento de capital e de US\$ 180,000 em títulos a receber da PifCo para aumento de capital.

O capital social subscrito e integralizado em 31 de dezembro de 2007 e 2006 é US\$ 300,050 (US\$ 50 em 2005), divididos em 300,050,000 (50,000 em 2005) ações de US\$ 1,00 cada.

11. Instrumentos financeiros e 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.

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.

Petrobras International Finance Company e Controladas

(Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras)

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Consolidadas
(Em milhares de dólares norte-americanos)

11. Instrumentos financeiros e gerenciamento de risco (Continuação)

A PifCo designa o início de quando o contrato derivativo será considerado “hedge” ou não para fins contábeis de SFAS 133. Derivativos de “non-hedge” que são considerados “hedges” econômicos, porém não são designados numa relação de “hedge” para fins contábeis, são registrados como outros ativos ou passivos circulantes, com alterações no valor justo registrado a título de receita financeira ou despesa financeira.

Para “hedges” do SFAS 133, a PifCo formalmente documenta o início de todas as relações contratuais; identificando o instrumento de “hedge” e o item que será objeto do “hedge”, assim como seus objetivos e estratégias de gerenciamento de risco para realizar o “hedge”. A Companhia avalia o início do registro do “hedge” a cada data de fechamento, de forma subsequente, e avaliando se o derivativo usado na transação de “hedge” é esperado como sendo e tem sido altamente efetivo.

Em 31 de dezembro de 2007 e 2006, a PifCo caracterizou uma operação de “hedge” como sendo um “hedge” de fluxo de caixa para fins contábeis, visando gerenciar o risco da taxa de câmbio de moeda estrangeira. Modificações no valor justo do instrumento derivativo de “hedge” estão registradas em Outros Resultados Abrangentes Acumulados. Qualquer inefetividade de “hedge”, assim como o componente excluído das avaliações de efetividade, estão registrados diretamente no resultado.

A PifCo contratou um instrumento derivativo que funciona como “hedge” financeiro para o óleo combustível relacionado à venda de recebíveis futuros de acordo com o programa de pagamento antecipado de exportação, que tem por objetivo garantir um preço mínimo de US\$ 14/barril, considerado suficiente 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 2007 e 2006.

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 das disponibilidades, contas a receber de clientes e contas a pagar a fornecedores é equivalente ao seu valor contábil.

Em 31 de dezembro de 2007 e 2006 a dívida de longo prazo da Companhia era de US\$ 5,186,789 e US\$ 4,640,134 respectivamente, e com valor justo estimado de aproximadamente US\$ 5,625,000 e US\$ 5,050,000, respectivamente.

Petrobras International Finance Company e Controladas

(Subsidiária integral da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras)

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Consolidadas
(Em milhares de dólares norte-americanos)

11. Instrumentos financeiros e gerenciamento de risco (Continuação)

Em 31 de dezembro de 2007 e 2006, o montante do ativo não circulante relacionado com o programa de pagamento antecipado de exportação da Companhia era de US\$ 710,925 e US\$ 464,380, com valores justos de US\$ 714,400 e US\$ 466,000 respectivamente.

12. Seguros

A responsabilidade pela contratação e manutenção do seguro de cargas e de responsabilidade civil é da Petrobras. Em 31 de dezembro de 2007 e 2006, a PifCo possuía cobertura de seguros para os bens sujeitos a riscos, em consonância com a política de seguros da Petrobras e de acordo com suas atividades.

As premissas de riscos adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo de uma auditoria de demonstrações contábeis e, conseqüentemente, não foram examinadas pelos nossos auditores independentes.

13. Eventos subsequentes

(a) Financiamentos

Em 11 de janeiro de 2008, a PifCo emitiu Senior Global Notes de US\$ 750,000, que constitui uma emissão única e fungível com os US\$ 1,000,000 lançados em 1º de novembro de 2007, totalizando US\$ 1,750,000 em títulos, com vencimento em 1º de março de 2018, taxa de juros de 5.875% a.a. e pagamento dos juros semestralmente, a partir de 1º de março de 2008. O objetivo da operação foi acessar o mercado de capitais de longo prazo, re-financiar o pré-pagamento de dívidas antigas e reduzir o custo de capital.

(b) Empréstimos - Partes Relacionadas

A PifCo autorizou, em janeiro de 2008, a transferência de contratos de mútuos ativos que detém com as empresas Petrobras International Braspetro B.V. – PIB.B.V., Petrobras Netherlands B.V. – PNBV e Agri Development B.V. – AGRI B.V, no montante total de US\$ 8,203,288 para a Braspetro Oil Services Company - Brasoil. Da mesma forma, foi recomendada à Braspetro Oil Services Company - Brasoil a assunção de responsabilidade pelo pagamento de contratos de mútuos que a PifCo possui com a Petrobras, em igual valor dos mútuos recebidos pela Brasoil, por ocasião da cessão dos mútuos ativos da PifCo.

* * *