

COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS DOS ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA

WASHINGTON, D.C. 20549
FORMULÁRIO 20-F
RELATÓRIO ANUAL
DE ACORDO COM O ARTIGO 13 OU 15(d)
DA LEI DE VALORES MOBILIÁRIOS DE 1934
para o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2013

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

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

República Federativa do Brasil
(Jurisdição de constituição ou organização)

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

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

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

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

<u>Título de cada classe:</u>	<u>Nome de cada bolsa de valores em que foi registrado:</u>
Ações Ordinárias Petrobras, sem valor nominal*	Bolsa de Valores de Nova Iorque*
Petrobras American Depositary Shares, ou ADSs (conforme provadas por American Depositary Receipts, ou ADRs), cada uma representando duas Ações Ordinárias	Bolsa de Valores de Nova Iorque
Ações Preferenciais Petrobras, sem valor nominal*	Bolsa de Valores de Nova Iorque*
Petrobras American Depositary Shares (conforme comprovados por American Depositary Receipts), cada uma representando duas Ações Preferenciais	Bolsa de Valores de Nova Iorque
2,875% Global Notes com vencimento em 2015, emitidas por PifCo	Bolsa de Valores de Nova Iorque
6,125% Global Notes com vencimento em 2016, emitidas por PifCo	Bolsa de Valores de Nova Iorque
3,875% Global Notes com vencimento em 2016, emitidas por PifCo	Bolsa de Valores de Nova Iorque
3,500% Global Notes com vencimento em 2017, emitidas por PifCo	Bolsa de Valores de Nova Iorque
5,875% Global Notes com vencimento em 2018, emitidas por PifCo	Bolsa de Valores de Nova Iorque
7,875% Global Notes com vencimento em 2019, emitidas por PifCo	Bolsa de Valores de Nova Iorque
5,75% Global Notes com vencimento em 2020, emitidas por PifCo	Bolsa de Valores de Nova Iorque
5,375% Global Notes com vencimento em 2021, emitidas por PifCo	Bolsa de Valores de Nova Iorque
6,875% Global Notes com vencimento em 2040, emitidas por PifCo	Bolsa de Valores de Nova Iorque
6,750% Global Notes com vencimento em 2041, emitidas por PifCo	Bolsa de Valores de Nova Iorque
2,000% Global Notes com vencimento em 2016, por emitidas por PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
3,000% Global Notes com vencimento em 2019, emitidas por PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
4,375% Global Notes com vencimento em 2023, emitidas por PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
5,625% Global Notes com vencimento em 2043, emitidas por PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
Taxas Flutuantes Global Notes com vencimento em 2016, emitidas por PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
Taxas Flutuantes Global Notes com vencimento em 2019, emitidas por PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
3,250% Global Notes com vencimento em 2017, emitidas por PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
4,875% Global Notes com vencimento em 2020, emitidas por PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
6,250% Global Notes com vencimento em 2024, emitidas por PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
7,250% Global Notes com vencimento em 2044, emitidas por PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
Taxas Flutuantes Global Notes com vencimento em 2017, emitidas por PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
Taxas Flutuantes Global Notes com vencimento em 2020, emitidas por PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque

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

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

Valores Mobiliários para os quais existe uma obrigação de comunicação, de acordo com o Artigo 15(d) da Lei: Não
A quantidade de ações emitidas e em circulação de cada classe de ações da Petrobras em 31 de dezembro de 2013 era:

7.442.454.142 Ações Ordinárias Petrobras, sem valor nominal
5.602.042.788 Ações Preferenciais Petrobras, sem valor nominal

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

Sim Não

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

Sim Não

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

Sim Não

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

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

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

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

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

Item 17 Item 18

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

Sim Não

Demonstrativos de Projeção	5
Glossário de Termos da Indústria de Petróleo.....	7
Tabela de Conversão.....	10
Abreviações	11
Apresentação das Informações Financeiras e outras Informações.....	12
Apresentação de Informações Relativas à Reservas.....	13
PARTE I	14
Item 1. Identificação dos Conselheiros, Alta Administração e Consultores.....	14
Item 2. Estatística de Oferta e Cronograma Previsto	14
Item 3. Informações Principais.....	14
Dados Financeiros Selecionados.....	14
Fatores de Risco.....	17
Item 4. Informações sobre a companhia	26
História e Desenvolvimento	26
Visão Geral do Grupo.....	27
Exploração e Produção	28
Refino, Transporte e Comercialização	41
Distribuição.....	47
Gás e Energia	48
Internacional.....	56
Biocombustíveis.....	60
Corporativo.....	61
Estrutura Organizacional	61
Ativo Imobilizado.....	64
Regulamentação do Setor de Petróleo e Gás no Brasil	64
Iniciativas em Saúde, Segurança e Meio Ambiente.....	68
Seguros	70
Informações Adicionais sobre Reservas e Produção	71
Item 4A. Comentários Não-Resolvidos de Equipe	81
Item 5. Revisão e Estimativas Operacionais e Financeiras	81
Discussão da Administração e Análise da Condição Financeira e Resultados das Operações	81
Visão Geral.....	81
Volumes de Vendas e Preços.....	82
Efeitos da Tributação em nossos Lucros.....	84
Inflação e Variação Cambial.....	85
Resultados Operacionais	86
Informações Adicionais por Segmento de Negócios	94
Liquidez e Recursos de Capital.....	95
Obrigações Contratuais	99
Estimativas e Políticas Contábeis Críticas	99
Pesquisa e Desenvolvimento	102
Tendências.....	104
Item 6. Conselheiros, Alta Administração e Funcionários	105
Conselheiros e Alta Administração.....	105
Remuneração.....	110
Titularidade das Ações.....	111
Conselho Fiscal	111
Comitê de Auditoria.....	111
Outros Comitês Consultivos	112
Ouvidoria Geral	112
Funcionários e Vínculos Empregatícios	113
Item 7. Acionistas Principais e Transações de Partes Relacionadas	115
Acionistas Principais	115
Item 8. Informações Financeiras	117
Demonstrações Consolidadas e Outras Informações Financeiras.....	117

Processos Judiciais.....	117
Distribuição de Dividendos.....	118
Item 9. A Oferta e a Listagem.....	118
Item 10. Informações Adicionais.....	120
Atos Constitutivos e Contrato Social.....	120
Restrições a Detentores Não-Brasileiros.....	129
Transferência de Controle.....	129
Divulgação de Participações Acionárias.....	129
Contratos Relevantes.....	129
Controles de Câmbio.....	138
Tributação Relativa às Nossas ADSs e Ações Ordinárias e Preferenciais.....	140
Tributação relativa aos títulos da PifCo e da PGF.....	148
Documentos em Exibição.....	155
Item 11. Divulgações Qualitativas e Quantitativas sobre o Risco de Mercado.....	155
Item 12. Descrição de outros Títulos, exceto Títulos Patrimoniais.....	158
American Depositary Shares.....	158
PARTE II.....	159
Item 13. Inadimplências, Dividendos em Atraso e Mora.....	159
Item 14. Modificações Relevantes nos Direitos dos Titulares de Títulos e no uso dos Produtos.....	159
Item 15. Controles e Procedimentos.....	159
Avaliação dos Controles e Procedimentos de Divulgação.....	159
Relatório da Administração sobre Controles Internos das Informações Financeiras.....	159
Mudanças nos Controles Internos.....	160
Item 16A. Perito Financeiro do Comitê de Auditoria.....	160
Item 16B. Código de Ética.....	160
Item 16C. Principais Honorários e Serviços Contábeis.....	160
Honorários de Auditoria e Não-Auditoria.....	160
Políticas e Procedimentos de Aprovação do Comitê de Auditoria.....	161
Item 16D. Isenções das Normas de Listagem em Bolsa para os Comitês de Auditoria.....	161
Item 16E. Compras de Títulos Patrimoniais pelo Emissor e por Compradores Afiliados.....	161
Item 16F. Mudança no Contador Responsável do Requerente.....	161
Item 16G. Governança Corporativa.....	162
PARTE III.....	164
Item 17. Demonstrações Financeiras.....	164
Item 18. Demonstrações Financeiras.....	164
Item 19. Anexos.....	164
Assinaturas.....	171

DEMONSTRATIVOS DE PROJEÇÃO

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

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

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

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

- desastres naturais, acidentes, operações militares, atos de sabotagem, guerras ou embargos; e
- o custo e disponibilidade de cobertura de seguros adequada.”

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

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

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

GLOSSÁRIO DE TERMOS DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO

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

Área de exploração.....	Uma região no Brasil sob contrato regulatório sem um acúmulo conhecido de hidrocarbonetos ou com um acúmulo de hidrocarbonetos que ainda não foi declarado.
ANEEL.....	A Agência Nacional de Energia Elétrica ou ANEEL é a agência federal que regula a indústria de eletricidade no Brasil.
ANP.....	A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ou ANP é a agência federal que regula a indústria do petróleo, gás natural e combustíveis renováveis no Brasil.
API°	Medida padrão da densidade de petróleo desenvolvida pela <i>American Petroleum Institute</i> .
Águas profundas.....	Entre 300 e 1.500 metros (984 e 4.921 pés) de profundidade.
Águas ultraprofundas	Acima de 1.500 metros (4.921 pés) de profundidade.
Barris.....	Medida padrão de volume de petróleo.
BNDES.....	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BSR.....	Risers com Suporte de Flutuabilidade
CNPE	O Conselho Nacional de Política Energética, ou CNPE, é um órgão de assessoramento da Presidência da República que auxilia na formulação de políticas e diretrizes de energia.
Coqueador	Um recipiente no qual o betume é craqueado em suas frações.
Condensado.....	Substâncias de hidrocarboneto leve produzidas com gás natural, que condensam para o estado líquido à temperatura e pressão normais.
Craqueamento catalítico	Um processo através do qual as moléculas de hidrocarbonetos são quebradas (craqueadas) em frações mais leves pela ação de um catalisador.
CVM	Comissão de Valores Mobiliários, ou CVM.
Destilação	Processo através do qual os líquidos são separados ou refinados por vaporização seguida por condensação.
FPSO.....	Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência de Petróleo.
TLD.....	Teste de longa duração.
GNL	Gás natural liquefeito.
GLP.....	Gás liquefeito de petróleo, que é uma mistura de hidrocarbonetos saturados e

	não-saturados, com até cinco átomos de carbono, utilizado como combustível doméstico.
LGNs.....	Líquidos de gás natural, que são substâncias de hidrocarboneto leve produzidas com gás natural, que condensam para o estado líquido à temperatura e pressão normais.
MME	Ministério Federal das Minas e Energia do Brasil
Petróleo	Petróleo, incluindo LGNs e condensados.
Petróleo intermediário.....	Petróleo com densidade API superior a 22° e igual ou inferior a 31°.
Petróleo leve	Petróleo com densidade API superior a 31°.
PLSV	navio de apoio <i>Pipe laying support vessel</i> .
Petróleo sintético e gás sintético	Uma mistura de hidrocarbonetos derivada por aumento de nível (isto é, alterada quimicamente) do betume natural de areias oleosas, querosene oriundo de xisto oleoso ou processamento de outras substâncias, tais como gás natural ou carvão. O petróleo sintético pode conter enxofre ou outros compostos nãohidrocarbonetos e possui muitas semelhanças com o petróleo.
Profundidade total.....	A profundidade total de um poço, incluindo sua distância vertical, através da água e abaixo da <i>mudline</i> .
Reserva na camada de pós-sal	Uma formação geológica contendo depósitos de petróleo ou gás natural localizados acima de uma camada evaporítica.
Reserva na camada de pré-sal	Uma formação geológica contendo depósitos de petróleo ou gás natural localizados abaixo de uma camada evaporítica.
Reservas provadas	De acordo com as definições da Lei 4-10(a) das Regulamentações S-X, as reservas provadas de petróleo e gás são as quantidades estimadas de petróleo e gás cuja análise dos dados geológicos e de engenharia demonstra, com razoável grau de certeza, serem economicamente possíveis de serem produzidas – a partir de uma determinada data no futuro, a partir das reservas conhecidas, e de acordo com as condições econômicas, métodos operacionais e regulamentações governamentais existentes. As condições econômicas existentes incluem preços e custos para as quais a capacidade econômica de produção de uma reserva deverá ser determinada. O preço se baseia no preço médio durante o período de 12 meses antes de 31 de dezembro de 2013, a não ser que sejam definidos por acordos contratuais, excluindo os escalonamentos baseados em condições futuras. O projeto de extração de hidrocarbonetos deverá começar ou teremos certeza razoável de que começará dentro de um prazo razoável. As reservas que puderem ser produzidas economicamente através do uso de técnicas de recuperação aprimoradas (tal como injeção de fluídos) estão incluídas na classificação “provadas” quando o teste bem sucedido de um projeto piloto ou a operação de um programa instalado no reservatório fornecer suporte à análise de engenharia em que o projeto ou o programa estiver baseado.
Reservas provadas	As reservas são aquelas que são passíveis de recuperação: (i) através dos poços

desenvolvidas	existentes, utilizando equipamentos e métodos operacionais existentes ou em que o custo dos equipamentos necessários seja relativamente menor, comparado com o custo de um poço novo; e (ii) através de equipamentos de extração instalados e infraestrutura em operação no momento da estimativa das reservas, caso a extração seja feita por meios que não envolvam um poço.
Reservas provadas não-desenvolvidas	<p>As reservas são aquelas passíveis de serem recuperadas a partir de novos poços em áreas não perfuradas, ou a partir de poços existentes que exijam uma despesa relativamente grande. As reservas em áreas não-perfuradas são limitadas àquelas que estão compensando diretamente unidades produtivas onde exista certeza razoável de produção quando perfuradas, a menos que existam evidências do uso confiável de tecnologia para demonstrar com razoável certeza que existe produtividade econômica em distâncias maiores.</p> <p>As localidades não perfuradas são classificadas como tendo reservas não-desenvolvidas somente se tiver sido adotado um plano de desenvolvimento que indique um planejamento de perfuração programado em um prazo de cinco anos, a menos que certas circunstâncias justifiquem um prazo maior. As reservas provadas não-desenvolvidas não incluem as reservas atribuídas a qualquer área para a qual está contemplado o uso de injeção de fluidos ou outra técnica de recuperação aprimorada, a menos que tais técnicas tenham sido provadas como eficazes por projetos reais no mesmo reservatório ou em reservatórios similares ou por outra forma de comprovação utilizando-se uma tecnologia confiável que estabeleça uma certeza razoável.</p>
SS	Unidade semi-submersível.
TLWP.....	<i>Tension-Leg Wellhead Platform</i> . Plataforma do Tipo TLWP.

TABELA DE CONVERSÃO

1 acre	= 43.560 metros quadrados	= 0,004047 km ²
1 barril	= 42 galões americanos	= Aproximadamente 0,13 t de petróleo
1 boe	= 1 barril de óleo bruto equivalente	= 6.000 pés cúbicos de gás natural
1 m ³ de gás natural	= 35,315 cf	= 0,0059 boe
1 km	= 0,6214 milhas	
1 metro	= 3,2808 pés	
1 t de petróleo	= 1.000 quilogramas de petróleo	= Aproximadamente 7,5 barris de petróleo (assumindo uma gravidade do índice de pressão atmosférica de 37° API)

ABREVIações

bbl	Barris
bn	Bilhões (mil milhões)
bnbbl	Bilhões de barris
bncf	Bilhões de pés cúbicos
bnm ³	Bilhões de metros cúbicos
boe	Barris de óleo equivalente
bnboe	Bilhões de barris de óleo equivalente
bbl/d	Barris por dia
cf	Pés cúbicos
GW	Gigawatts
GWh	Um gigawatt de energia fornecida ou exigida durante uma hora
km	Quilômetro
km ²	Quilômetros quadrados
m ³	Metro cúbico
mdbl	Milhares de barris
mdbl/d	Milhares de barris por dia
mboe	Milhares de barris de óleo equivalente
mboe/d	Milhares de barris de óleo equivalente por dia
mcf	Milhares de pés cúbicos
mcf/d	Milhares de pés cúbicos por dia
mm ³	Milhares de metros cúbicos
mm ³ /d	Milhares de metros cúbicos por dia
mmbbl	Milhões de barris
mmbbl/d	Milhões de barris por dia
mmbboe	Milhões de barris de óleo equivalente
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	Milhões de toneladas métricas
MW	Megawatts
MWavg	Quantidade de energia (em MWh) dividida pelo tempo (em horas) em que tal energia é produzida ou consumida
MWh	Um megawatt de energia fornecida ou exigida durante uma hora
ppm	Partes por milhões
P\$	Pesos argentinos
R\$	Reais brasileiros
t	Tonelada métrica
tcf	Trilhões de pés cúbicos
US\$	Dólares dos Estados Unidos
/d	Por dia
/a	Por ano

APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS E OUTRAS INFORMAÇÕES

Este é o relatório anual da Petróleo Brasileiro S.A.—Petrobras, ou Petrobras. Exceto se o contexto exigir o contrário, os termos “Petrobras,” “nós” e “nosso” referem-se a Petróleo Brasileiro S.A.—Petrobras e suas subsidiárias consolidadas, empreendimentos conjuntos e entidades estruturadas.

Emitimos *notes* nos mercados de capitais internacionais através de nossa subsidiária integral financeira, Petrobras Global Finance B.V., ou PGF, sociedade de capital fechado com responsabilidade limitada constituída conforme as leis da Holanda. Também utilizamos nossa subsidiária integral, Petrobras International Finance Company, ou PifCo, como veículo para emitir *notes*. Garantimos total e incondicionalmente os *notes* emitidos pela PGF e PifCo. Nem a PGF nem a PifCo são obrigadas a arquivar relatórios periódicos na SEC – Comissão de Valores Mobiliários dos EUA. Vide Nota 38 de nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas.

Nesse relatório anual, referências ao “real”, “reais,” ou “R\$” dizem respeito ao real e “dólar”, “dólares norte-americanos” ou “US\$” referem-se ao dólar norte-americano. Certos números incluídos neste relatório anual estiveram sujeitos a ajustes de arredondamento; dessa forma, os números exibidos como totais em algumas tabelas podem não representar a soma aritmética exata dos números que os precedem.

As demonstrações financeiras consolidadas e auditadas da Petrobras a partir de e para cada um dos três exercícios fiscais findos em 31 de dezembro de 2013, 2012 e 2011 e as notas explicativas contidas nesse relatório anual foram apresentadas em dólares norte-americanos e foram preparadas de acordo com as Normas Internacionais de Contabilidade, ou IFRS, emitidas pelo Conselho Internacional de Normas Contábeis, ou IASB. Vide item 5. “Revisão Operacional e Financeira e Perspectivas” e Nota 2 de nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas. A Petrobras aplica o IFRS em suas demonstrações financeiras estatutárias, elaboradas de acordo com a legislação societária brasileira e as regulamentações promulgadas pela Comissão de Valores Mobiliários do Brasil - CVM.

Nossas demonstrações financeiras segundo o IFRS, arquivadas na CVM são apresentadas em reais, enquanto a moeda de apresentação das demonstrações financeiras consolidadas e auditadas aqui incluídas é o dólar norte-americano. A moeda funcional da Petrobras e de todas suas subsidiárias brasileiras é o real. A moeda funcional da Petrobras Argentina é o peso argentino, e a moeda funcional da maioria das nossas outras entidades que operam internacionalmente é o dólar norte-americano. Conforme descrito mais detalhadamente na Nota 2.2 de nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas, os valores em dólares norte-americanos para os períodos apresentados foram convertidos dos valores em reais, de acordo com os critérios estabelecidos no IAS 21 – “Os efeitos das mudanças nas taxas de câmbio”. Com base no IAS 21, convertemos todos os ativos e passivos em dólares norte-americanos à taxa de câmbio vigente na data do balanço patrimonial e todas as contas da demonstração de resultados e da demonstração de fluxo de caixa às taxas médias em vigor durante o exercício correspondente.

Exceto se o contexto indicar o contrário:

- os dados históricos incluídos neste relatório anual que não derivam das demonstrações financeiras consolidadas e auditadas foram convertidos a partir de reais de forma semelhante;
- os valores prospectivos, inclusive despesas de capital e investimentos futuros estimados, baseiam-se em nosso Plano Estratégico Petrobras 2030, aprovado em 25 de fevereiro de 2014, abrangendo o período de 2014 a 2030, e em nosso Plano de Negócios e Gestão 2014-2018 (“Plano 2014-2018”), e foram projetados em bases constantes e convertidos de reais à taxa de câmbio média estimada de R\$ 2,23 a USD\$ 1,00 em 2014, e com o real se fortalecendo contra o dólar dos EUA, para R\$ 1,92, a longo prazo, de acordo com nosso Plano 2014-2018. Além disso, de acordo com nosso Plano 2014-2018, cálculos futuros envolvendo um preço assumido de petróleo cru foram determinados utilizando o preço do petróleo cru Brent de US\$ 105,00 para 2014, caindo para US\$ 100,00 por barril em 2017, e

para US\$ 95,00 por barril no longo prazo, ajustados para nossas diferenças de qualidade e localização, exceto se declarado de outra forma; e

- despesas de capital e investimentos futuros estimados baseiam-se nos valores orçados recentemente, que podem não ter sido ajustados para refletir todos os fatores que poderiam afetar esses valores.

APRESENTAÇÃO DE INFORMAÇÕES RELATIVAS A RESERVAS

A Petrobras aplica as regras da SEC para estimar e divulgar os volumes das reservas de petróleo e gás incluídas nesse relatório anual. De acordo com essas regras, adotadas pela Petrobras no final de 2009, os volumes da reserva foram estimados com base nos preços médios, calculados como a média aritmética não ponderada do preço do primeiro dia do mês de cada mês dentro do período de 12 meses, antes do encerramento do período de reporte e inclui reservas não tradicionais, tais como petróleo sintético e gás. Além disso, as regras alteradas também adotaram uma definição tecnológica confiável que permite que as reservas sejam adicionadas com base em tecnologias testadas em campo.

DeGolyer e MacNaughton (D&M) utilizaram nossas estimativas sobre reservas para auditar 96% das nossas reservas líquidas provadas de petróleo cru, petróleo condensado e gás natural em 31 de dezembro de 2013 de algumas de nossas propriedades no Brasil. Além disso, o D&M utilizou suas próprias estimativas de nossas reservas para conduzir a avaliação de reservas de 100% das reservas líquidas provadas de petróleo cru, petróleo condensado, GNL e gás natural em 31 de dezembro de 2013 a partir de propriedades que operamos na Argentina. Além disso, o D&M utilizou nossas estimativas de reservas para conduzir uma avaliação de reservas de 100% das reservas líquidas provadas de petróleo cru, petróleo condensado e gás natural a partir de 31 de dezembro de 2013 de certas propriedades que operamos nos Estados Unidos. As estimativas de reservas foram elaboradas de acordo com as definições de reservas da Regra 4-10(a) do Regulamento S-X. Todas as estimativas de reservas envolvem certo grau de incerteza. Vide o item 3. “Informações Relevantes – Fatores de Risco – Riscos Relacionados com nossas Operações” para uma descrição dos riscos relacionados com nossas reservas e nossas estimativas de reservas.

Em 15 de janeiro de 2014, apresentamos estimativas de reservas para o Brasil junto à ANP, de acordo com as regras e regulamentações brasileiras, somando volumes líquidos de 13,5 bilhões de barris de petróleo cru e condensado e 14,8 trilhões de pés cúbicos de gás natural. As estimativas de reservas apresentadas junto à ANP foram aproximadamente 27,4% maiores das incluídas neste relatório, em termos de óleo equivalente. Essa diferença ocorre devido: (i) à exigência da ANP em estimar reservas provadas através do abandono técnico-econômico de poços de produção, em oposição às restritas estimativas de reservas à duração dos contratos de concessão, conforme exigido pela Regra 4-10 do Regulamento S-X; e (ii) aos diferentes critérios técnicos de se contabilizar as reservas provadas, inclusive o uso dos futuros preços de petróleo projetados pela Petrobras em oposição à exigência da SEC de que o preço médio dos últimos 12 meses seja utilizado para determinar a capacidade de produção econômica das reservas.

Nós também apresentamos estimativas de reservas de nossas operações internacionais junto a vários órgãos governamentais segundo as diretrizes da Sociedade de Engenheiros de Petróleo, ou SPE. As estimativas de reservas totais de nossas operações internacionais, segundo as diretrizes da SPE, somaram 0,4 bnbbbl de petróleo cru, petróleo condensado e GNLS e 1,3 trilhões de pés cúbicos de gás natural em 31 de dezembro de 2013, aproximadamente 2% maior que as estimativas de reservas calculadas segundo a Regulamentação S-X, conforme aqui previsto. Essa diferença ocorre devido aos diferentes critérios técnicos de se contabilizar as reservas provadas, inclusive o uso dos futuros preços de petróleo projetados pela Petrobras em oposição à exigência da SEC de que o preço médio dos últimos 12 meses seja utilizado para determinar a capacidade de produção econômica das reservas.

PARTE I

Item 1. Identificação dos Conselheiros, Alta Administração e Consultores

Não se aplica.

Item 2. Estatísticas de Oferta e Cronograma Previsto

Não se aplica.

Item 3. Informações Principais

Dados Financeiros Selecionados

Essa seção contém os dados financeiros consolidados e selecionados, apresentados em dólares norte-americanos e preparados segundo o IFRS a partir de e para cada um dos cinco exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2013, 2012, 2011, 2010 e 2009, decorrente de nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes–PwC referente aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012 e pela KPMG Auditores Independentes para os três anos findos em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009.

As informações abaixo deverão ser lidas em conjunto e são qualificadas em sua totalidade por referência às nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas, as notas explicativas e o Item 5. “Revisão Operacional e Financeira e Perspectivas”.

DADOS DO BALANÇO PATRIMONIAL

Sumário dos Dados Financeiros segundo o IFRS

	Em 31 de dezembro				
	2013	2012 (*)	2011 (*)	2010 (*)	2009 (*)
	(em milhões de US\$)				
Ativos:					
Disponível.....	15.868	13.520	19.057	17.655	16.222
Títulos e valores mobiliários.....	3.885	10.431	8.961	15.612	77
Fornecedores e outros recebíveis, líquido.....	9.670	11.099	11.756	10.845	8.147
Estoques.....	14.225	14.552	15.165	11.808	11.103
Ativos classificados como mantidos para venda.....	2.407	143	-	-	-
Outros bens e direitos.....	6.600	8.049	9.653	7.639	6.629
Realizável a longo prazo.....	18.782	18.856	18.962	22.637	19.991
Investimentos.....	6.666	6.106	6.530	6.957	4.620
Imobilizado.....	227.901	204.901	182.918	168.104	128.754
Ativos intangíveis	15.419	39.739	43.412	48.937	3.899
Total dos ativos.....	321.423	327.396	316.414	310.194	199.442
Passivos e patrimônio líquido:					
Total do passivo circulante.....	35.226	34.070	36.364	33.577	31.067
Passivo não circulante ⁽¹⁾	30.839	42.976	34.744	30.251	23.809
Dívida de longo prazo ⁽²⁾	106.235	88.484	72.718	60.417	48.963
Total do passivo.....	172.300	165.530	143.826	124.245	103.839
Patrimônio líquido					
Capital social.....	107.371	107.362	107.355	107.341	33.790
Reservas e outros resultados abrangentes.....	41.156	53.352	63.961	76.769	60.579
Patrimônio líquido da Petrobras.....	148.527	160.714	171.316	184.110	94.369
Participações minoritárias.....	596	1.152	1.272	1.839	1.234
Total do patrimônio líquido.....	149.123	161.866	172.588	185.949	95.603
Total do passivo e patrimônio líquido.....	321.423	327.396	316.414	310.194	199.442

(1) Exclui dívida de longo prazo.

(2) Exclui a parcela atual da dívida de longo prazo.

(*) Valores consolidados, conforme previsto na Nota 2.3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas. Valores para 2010 e 2009 não foram consolidados, uma vez que os efeitos não são relevantes.

DADOS DA DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

Sumário dos Dados Financeiros segundo o IFRS

	Exercício findo em 31 de dezembro de				
	2013	2012	2011	2010	2009
	(em milhões de US\$, exceto ação e dados por ação)				
Receita de vendas.....	141.462	144.103	145.915	120.452	91.146
Lucro líquido antes dos resultados financeiros, participação nos lucros e imposto de renda.....	16.214	16.900	27.285	26.372	22.923
Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras.	11.094	11.034	20.121	20.055	15.308
Quantidade média ponderada das ações em circulação:					
Ação ordinária.....	7.442.454.142	7.442.454.142	7.442.454.142	5.683.061.430	5.073.347.344
Ação preferencial.....	5.602.042.788	5.602.042.788	5.602.042.788	4.189.764.635	3.700.729.396
Lucro líquido antes dos resultados financeiros, participação nos lucros e imposto de renda por:.....					
Ação Ordinária e Preferencial.....	1,24	1,30	2,09	2,67	2,61
ADS Ordinária e Preferencial.....	2,48	2,60	4,18	5,34	5,22
Lucro básico e diluído por:					
Ação Ordinária e Preferencial.....	0,85	0,85	1,54	2,03	1,74
ADS Ordinária e Preferencial.....	1,70	1,70	3,08	4,06	3,48
Dividendos em dinheiro por ⁽¹⁾					
Ação Ordinária.....	0,22	0,24	0,53	0,70	0,59
ADS Preferencial.....	0,41	0,48	0,53	0,70	0,59
ADS Ordinária	0,44	0,48	1,06	1,40	1,18
ADS Preferencial	0,82	0,96	1,06	1,40	1,18

(1) Pré-imposto.

FATORES DE RISCO

Riscos Relativos às Nossas Operações

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

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

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

Os preços internacionais de petróleo bruto, derivados de petróleo e gás natural podem nos afetar de forma diferente do que nossos concorrentes e pode fazer com que nossos resultados sejam diferentes dos nossos concorrentes em períodos de preços internacionais mais elevados.

Os preços internacionais de petróleo e derivados de petróleo são voláteis e exercem grande influência sobre a empresa. Talvez não possamos reajustar os preços dos nossos produtos vendidos no Brasil quando os preços internacionais de petróleo bruto e derivados de petróleo aumentam, ou quando o real desvaloriza em relação ao dólar dos EUA, o que pode influenciar negativamente nossos resultados operacionais.

Grande parte da nossa receita é proveniente de vendas de petróleo bruto e derivados de petróleo no Brasil e, em menor escala, gás natural. Alterações nos preços de petróleo bruto geralmente resultam em alterações nos preços de derivados de petróleo e gás natural. Historicamente, os preços internacionais de petróleo bruto, derivados de petróleo e gás natural têm oscilado bastante devido a diversos fatores globais e regionais. A volatilidade e a incerteza nos preços internacionais de petróleo bruto, derivados de petróleo e gás natural podem persistir. Quedas significativas ou prolongadas nos preços internacionais de petróleo bruto podem influenciar negativamente nossos negócios, resultados operacionais e situação financeira, bem como o valor de nossas reservas provadas.

A nossa política de preços no Brasil busca alinhar o preço do petróleo e derivados de petróleo aos preços internacionais a longo prazo, no entanto, não necessariamente reajustamos os nossos preços de diesel, gasolina e outros produtos para refletir a volatilidade do preço do petróleo nos mercados internacionais ou as oscilações de curto prazo no valor do real. Com base nas decisões do governo federal, nosso acionista controlador, estamos passando, e talvez passaremos por períodos em que os preços dos nossos produtos não estarão alinhados aos preços internacionais (Consultar “-Riscos Relativos ao Nosso Relacionamento com o Governo Federal - O Governo Federal, como nosso acionista controlador, pode adotar certas políticas macroeconômicas e sociais por meio da empresa que podem nos influenciar negativamente.”).

Assim, quando nos tornamos importadores líquidos por volume de petróleo e derivados de petróleo para suprir a demanda nacional, o aumento no preço do petróleo nos mercados internacionais pode influenciar negativamente o custo de produtos vendidos e as margens, já que o custo de aquisição do petróleo e derivados de petróleo pode ultrapassar o preço que podemos cobrar por estes produtos no Brasil. O mesmo ocorre quando o real se desvaloriza em relação ao dólar dos EUA, já que comercializamos petróleo e derivados de petróleo no Brasil

em reais e os preços internacionais de petróleo bruto e derivados de petróleo são cotados em dólares dos EUA. A desvalorização do real aumenta o nosso custo de importação de petróleo e derivados de petróleo, sem o aumento correspondente de nossas receitas, a menos que possamos aumentar o preço de venda dos produtos no Brasil.

Nossa capacidade de cumprir nossas metas de crescimento de longo prazo para a produção de petróleo depende da nossa capacidade de desenvolver nossas reservas com sucesso.

Nossa capacidade de cumprir nossas metas de crescimento de longo prazo para a produção de petróleo, inclusive as previstas no nosso Plano 2014-2018 e Plano Estratégico 2030, depende em grande parte da nossa capacidade de desenvolver com sucesso nossas reservas atuais e, a longo prazo, da nossa capacidade de obter novas reservas. O desenvolvimento dos grandes reservatórios em águas profundas e ultra profundas, inclusive os reservatórios do pré-sal que nos foram cedidos pelo governo federal, exigiu e continuará a exigir altos investimentos de capital. O primeiro desafio operacional, especialmente para os reservatórios do pré-sal, será (i) garantir os recursos necessários para atender às nossas metas de produção, (ii) alocar nossos recursos para construir os equipamentos necessários e mobilizar estes equipamentos a grandes distâncias da costa e (iii) assegurar mão de obra capacitada e serviços petrolíferos offshore para desenvolver os reservatórios deste porte e magnitude em tempo hábil. Não podemos garantir que teremos ou que conseguiremos obter, no tempo previsto, os recursos necessários para explorar os reservatórios em águas profundas e ultra profundas que nos foram licenciados e cedidos, ou que nos podem ser licenciados no futuro, inclusive resultante da promulgação do novo marco regulatório do setor de petróleo e gás no Brasil.

Nossas atividades exploratórias também nos expõem a riscos inerentes à perfuração, inclusive o risco de que não descobriremos reservas de petróleo bruto ou gás natural que sejam comercialmente viáveis. Geralmente, os custos de perfuração de poços são incertos, e diversos fatores incontrolláveis (como, por exemplo, condições de perfuração imprevistas, falhas de equipamentos ou incidentes, e faltas ou atrasos na disponibilidade de sondas de perfuração e na entrega de equipamentos) podem limitar, atrasar ou cancelar operações de perfuração. Além disso, o aumento da concorrência no setor de petróleo e gás no Brasil pode aumentar os custos de aquisição de outras áreas em rodadas de licitação para novas concessões. É possível que não consigamos alcançar nossas metas de crescimento de longo prazo quanto à produção petrolífera, a menos que nossas atividades de exploração e desenvolvimento em nossos grandes reservatórios sejam realizadas com sucesso e em tempo hábil.

Pode-se tornar difícil obter financiamento para nossos investimentos previstos, o que pode nos afetar negativamente.

O nosso Plano 2014-2018 prevê investimentos de US\$ 220,6 bilhões entre 2014 e 2018, sendo US\$ 206,8 bilhões para projetos em implementação ou em processo licitatório. O saldo de US\$ 13,8 bilhões será destinado para a carteira sob avaliação que contém projetos ainda na fase de planejamento do desenvolvimento e sujeito a aprovações posteriores pela nossa gestão. Além disso, aproximadamente 23,7% da nossa dívida atual (principal), ou US\$ 26,7 bilhões, vencerão nos próximos três anos.

A nossa dívida, líquida de caixa, equivalentes a caixa e títulos e valores mobiliários aumentou 31% para US\$ 94.483 milhões, em 31 de dezembro de 2013, em comparação a US\$ 72.012 milhões, em 31 de dezembro de 2012, já que o nosso fluxo de caixa das operações foi inferior aos recursos necessários para financiar nossos investimentos e pagamento de dividendos. Isto é em parte porque não reajustamos completamente os preços de nossos produtos no Brasil a níveis internacionais.

Para implantar nosso Plano 2014-2018, inclusive desenvolver nossas atividades de exploração de petróleo e gás natural nas camadas do pré-sal e pós-sal e ampliar nossa capacidade de refino para processar volumes de produção cada vez maiores, teremos que obter um volume significativo de capital de terceiros nos mercados financeiros e de capitais, bem como reajustar o preço dos nossos produtos a níveis internacionais. É possível que não consigamos financiamento necessário ou reajustar nossos preços para implantar nosso Plano 2014-2018.

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

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

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

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

O Contrato de Cessão Onerosa celebrado com o governo federal é uma transação entre partes relacionadas sujeita a reajustes posteriores de preços.

A cessão dos direitos de exploração e produção de petróleo e gás, relacionados a áreas específicas do pré-sal, é regida pelo Contrato de Cessão Onerosa, que é um contrato entre o governo federal, nosso acionista controlador, e a Petrobras. A negociação do Contrato de Cessão Onerosa envolveu questões significativas, inclusive (1) área coberta pela cessão de direitos, consistindo em blocos exploratórios; (2) volume, em termos de barril de óleo equivalente, que podemos extrair desta área; (3) preço a ser pago pela cessão de direitos; (4) termos de qualquer revisão posterior do preço do contrato e do volume; e (5) termos da realocação de volumes entre os blocos exploratórios cedidos à Petrobras.

O Contrato de Cessão Onerosa dispõe em uma revisão posterior dos termos do contrato, inclusive o preço que pagamos pelos direitos adquiridos. A próxima negociação com o governo federal será realizada conforme os termos do Contrato de Cessão Onerosa e será baseada em uma série de fatores, inclusive premissas quanto à periodicidade de nossa produção de petróleo e gás, despesas operacionais e de investimento, bem como o valor do petróleo bruto no mercado internacional no momento da declaração de comercialidade da área do pré-sal. Quando o Contrato de Cessão Onerosa foi negociado, o preço inicial do contrato pago pela empresa foi baseado em um preço de petróleo bruto Brent presumido de aproximadamente US\$ 80 por barril. Após a conclusão do processo de revisão conforme os termos do Contrato de Cessão Onerosa, se o preço previsto do contrato for superior ao preço inicial do contrato, faremos pagamentos adicionais para o governo federal ou reduziremos a quantidade de barris de petróleo equivalente sujeita ao Contrato de Cessão Onerosa.

Em dezembro de 2013, iniciamos negociações para o processo de revisão do Contrato de Cessão Onerosa com o governo brasileiro. Veja Item 4. “Exploração e Produção - Bacia de Santos”, e Item 10. “Contrato de Materiais – Contrato de Cessão Onerosa” para mais informações. Durante o período de vigência do Contrato de

Cessão Onerosa, novas questões poderão surgir no decorrer do processo de revisão e outras disposições que exigirão negociações posteriores.

Nós estamos sujeitos a várias regulamentações ambientais, de saúde e segurança e a normas industriais que estão se tornando mais restritivas e que poderão resultar em elevação nas despesas de capital e operacionais e diminuição da produção.

Nossas atividades são sujeitas a uma grande variedade de leis, regulamentos e licenças federais, estaduais e municipais relacionadas à proteção da saúde humana, segurança e meio ambiente, tanto no Brasil como em outras jurisdições nas quais operamos, como também às normas industriais e melhores práticas em evolução. Particularmente no Brasil, nosso negócio de petróleo e gás está sujeito a uma extensiva regulamentação por parte das agências governamentais, incluindo ANP, ANEEL, a Agência Nacional de Transportes Aquaviários (ANTAQ) e a Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT). A não observância dessas leis e regulamentos pode resultar em penalidades que podem afetar adversamente nossas operações. No Brasil, por exemplo, nós estamos expostos a sanções criminais e administrativas, incluindo notificações, multas e ordens de execução por descumprimento a esses regulamentos ambientais, de saúde e segurança, os quais, entre outras coisas, limitam ou proíbem as emissões ou derramamentos de substâncias tóxicas produzidas em associação com nossas operações. Os regulamentos de eliminação de resíduos e de emissões podem também exigir a limpeza ou a adequação de nossas instalações a custo substancial que podem gerar obrigações substanciais. O Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) e a ANP realizam inspeções de rotina em nossas instalações, e podem impor multas, restrições nas operações, ou outras sanções associadas a essas inspeções, incluindo paradas temporárias não programadas, e atrasos resultando no decréscimo da produção. Além disso, nós estamos sujeitos a leis ambientais que nos exigem incorrer em custos significativos para cobrir dano que um projeto possa causar ao meio ambiente. Esses custos adicionais podem ter um impacto negativo no lucro dos projetos que pretendemos implantar ou poderão tornar esses projetos economicamente inviáveis.

À medida que as regulamentações ambientais, de saúde e segurança se tornam mais restritivas que envolvem as normas das indústrias, e que novas leis e regulamentos relacionados à mudança climática, incluindo controles de carbono, se tornam aplicáveis à nossa empresa, é provável que nossos gastos de capital e investimentos para atender essas leis e regulamentos e normas industriais aumentem substancialmente no futuro. Além disso, se a observância dessas leis, normas industriais resultarem em significativas paradas não planejadas, isso poderá ter um efeito material adverso em nossa produção. Nós também não podemos garantir que seremos capazes de manter ou renovar nossas licenças e alvarás caso sejam revogados, ou se os órgãos ambientais relevantes se opuserem ou atrasarem sua renovação ou emissão. Aumentos das despesas a fim de atender as regulamentações ambientais, de saúde e segurança, para mitigar o impacto ambiental de nossas operações ou para restaurar as características biológicas e geológicas das áreas nas quais operamos pode resultar em reduções em outros investimentos estratégicos. Qualquer aumento substancial das despesas a fim de atender as regulamentações ambientais, de saúde e segurança, ou a redução nos investimentos estratégicos e decréscimos significativos em nossa produção devido a paradas não programadas pode ter um efeito material adverso em nossos resultados operacionais ou condição financeira.

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

Nós atualmente somos parte integrante de uma grande quantidade de processos legais relacionados a ações civis, administrativas, ambientais, trabalhistas e fiscais movida contra nós. Essas ações envolvem quantias substanciais de dinheiro e outras reparações. Várias disputas individuais fazem parte do total de ações movidas contra nós. Ver item 8. “Informações Financeiras – Processos Legais” e Nota 31 relacionada às nossas declarações financeiras consolidadas incluídas neste relatório anual para obter uma descrição dos processos legais aos quais estamos sujeitos. Caso venhamos a perder os processos que envolvem valores significativos para os quais não temos recursos, ou, caso as perdas estimadas sejam significativamente maiores do que as provisões feitas, o custo agregado das decisões desfavoráveis terá impacto negativo material em nossa posição financeira e nos resultados operacionais. Podemos também estar sujeitos a processos contenciosos e administrativos em relação às nossas

concessões e outras autorizações governamentais que podem resultar na revogação de tais comissões e autorizações governamentais. Além disso, nossa administração terá que direcionar seu tempo e atenção para a defesa destes processos, o que poderia desviar seu foco dos nossos negócios principais. Dependendo do resultado, certos processos contenciosos poderão resultar em restrições às nossas operações e terão impacto material em alguns de nossos negócios.

Estamos suscetíveis ao aumento da dívida por conta da desvalorização do real em relação ao dólar dos EUA e a aumentos nas taxas de juros do mercado.

Em 31 de dezembro de 2013, 80% das nossas obrigações financeiras eram denominadas em outras moedas que não o real. Grande parte do nosso endividamento é, e continuará sendo, denominado ou indexado ao dólar dos EUA e a outras moedas estrangeiras. A desvalorização do real em relação a estas outras moedas aumentará a nossa dívida, já que a quantidade de reais necessários para pagar o principal e os juros sobre dívida em moeda estrangeira aumentará com a desvalorização.

Esta variação cambial terá impacto imediato sobre nosso resultado reportado, com exceção de uma parte de nossas obrigações denominadas em dólares dos EUA, que estão sujeitos a nossa política de contabilidade de *hedge*. Além disso, após uma desvalorização do real, algumas de nossas despesas operacionais, despesas de capital, investimentos e custos de importação aumentarão. Visto que a maioria da nossa receita é denominada em reais, a menos que haja um aumento nos preços de nossos produtos para refletir a desvalorização, a nossa geração de caixa em relação à nossa capacidade de custear dívidas poderá ser reduzida.

Em 31 de dezembro de 2013, 52% do nosso endividamento total consistia em dívida a taxas flutuantes. Além disso, temos vencimentos de dívida de US\$52,7 bilhões durante os próximos cinco anos, uma parte pode ser refinanciada com nova emissão de dívida. Na medida em que essas taxas flutuantes sobem, ou o custo da dívida de longo prazo aumenta quando refinanciamos obrigações vincendas, podemos incorrer em despesas adicionais. Conforme refinanciamos nossa dívida existente nos próximos anos, a matriz de nosso endividamento pode mudar, especificamente no que se refere à relação entre taxas de juros fixas e flutuantes, a relação entre dívida de curto prazo e longo prazo, e as moedas em que a nossa dívida está denominada ou indexada. Estas alterações podem aumentar nossas despesas financeiras.

Além disso, decidimos não celebrar contratos de derivativos com terceiros ou realizar outros acordos com terceiros para nos proteger contra o risco de um aumento nas taxas de juros. Assim, se as taxas de juros do mercado subirem, nossas despesas financeiras aumentarão, o que poderia afetar negativamente nossos resultados operacionais e nossa situação financeira.

Não temos seguro contra interrupção de negócios para nossas operações no Brasil, e a maioria de nossos ativos não tem seguro contra guerra ou sabotagem.

Não mantemos cobertura de seguro contra interrupção de negócios de qualquer tipo para nossas operações no Brasil, inclusive interrupções de negócios causadas por ações trabalhistas. Por exemplo, se nossos trabalhadores entrarem em greve, as paralisações de trabalho poderiam afetar negativamente a empresa. Além disso, a maioria de nossos ativos não tem seguro contra guerra ou sabotagem. Portanto, um ataque ou incidente operacional que cause a interrupção de nossos negócios poderia influenciar negativamente a nossa situação financeira ou resultados operacionais.

Riscos Relativos ao Nosso Relacionamento com o Governo Federal

O governo federal, como nosso acionista controlador, pode adotar certas políticas macroeconômicas e sociais por meio da empresa que podem nos afetar negativamente.

Como nosso acionista controlador, o governo federal tem adotado, e poderá continuar adotando, certas políticas macroeconômicas e sociais por meio da empresa, conforme permitido por lei. A legislação brasileira exige que o governo federal detenha a maioria de nossas ações com direito a voto, e enquanto isso perdurar, o governo federal terá o poder de eleger a maioria dos integrantes do nosso conselho de administração e, por meio deles, a

maioria dos diretores executivos que são responsáveis pela gestão geral. Consequentemente, podemos realizar atividades que priorizem políticas do governo federal, em vez dos nossos próprios objetivos econômicos e empresariais.

Assim, podemos fazer investimentos, incorrer em despesas e realizar vendas em termos que podem afetar negativamente nossos resultados operacionais e situação financeira. Especificamente, continuamos a cooperar com o governo federal para assegurar que a oferta e os preços de petróleo bruto e derivados de petróleo no Brasil atendam aos requisitos de consumo brasileiros. Antes de janeiro de 2002, os preços de petróleo bruto e derivados de petróleo eram regulados pelo governo federal, ocasionalmente fixados abaixo dos preços praticados no mercado internacional de petróleo. Não podemos garantir que o controle de preços não será reintroduzido no Brasil.

Nosso orçamento de investimento está sujeito à aprovação pelo governo federal, e a não aprovação dos nossos investimentos previstos pode afetar negativamente nossos resultados operacionais e situação financeira.

O governo federal controla nosso orçamento de investimento e estabelece limites sobre nossos investimentos e dívida de longo prazo. Como empresa estatal, temos que apresentar nossa proposta orçamentária anual para o Ministério de Planejamento, Orçamento e Gestão, ao Ministério de Minas e Energia e ao Congresso brasileiro para aprovação. Nosso orçamento aprovado pode reduzir investimentos previstos e resultar na contratação de novas dívidas, e podemos não conseguir obter financiamento sem aprovação do governo federal. Consequentemente, é possível que não consigamos realizar todos os investimentos previstos, inclusive aqueles que concordamos implantar para ampliar e desenvolver nossos campos de petróleo bruto e gás natural, o que pode afetar negativamente nossos resultados operacionais e nossa situação financeira.

Riscos Relativos ao Brasil

As condições políticas e econômicas brasileiras têm um impacto direto em nossos negócios e poderão ter um efeito adverso em nossas atividades.

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

- movimentos da taxa de câmbio e volatilidade;
- inflação;
- financiamento do déficit da conta corrente do governo;
- instabilidade nos preços;
- taxas de juros;
- liquidez no mercado de capitais doméstico;
- política fiscal;
- políticas regulatórias para a indústria de petróleo e gás, incluindo a política de preços; e
- outros desenvolvimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos no Brasil ou que venham a afetá-lo.

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

Riscos Relativos aos Nossos Títulos de Dívidas e Ações

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

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

O mercado para os títulos da dívida da PifCo e PGF pode estar sem liquidez.

Alguns títulos da PifCo não estão listados em qualquer bolsa de valores e não são cotados por meio de um sistema de cotação automatizado. Os títulos da PGF, no momento, estão listados na Bolsa de Valores de Nova York e na Bolsa de Valores de Luxemburgo e são negociados na NYSE Euronext e Euro MTF market, respectivamente. A PGF pode emitir novos títulos que podem ser listados em mercados que não sejam a Bolsa de Valores de Nova York e Bolsa de Valores de Luxemburgo e negociados em mercados que não sejam o NYSE Euronext e Euro MTF market. Não podemos prestar qualquer garantia quanto à liquidez ou aos mercados de negociação para títulos da PifCo ou títulos da PGF. Não podemos garantir que os detentores dos títulos da PifCo ou títulos da PGF conseguirão vender seus títulos posteriormente. Se um mercado para os títulos da PifCo ou títulos da PGF não se desenvolver, os detentores de títulos da PifCo ou títulos da PGF podem não conseguir revender os títulos por longo período de tempo, isto é, se conseguirem fazê-lo.

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

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

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

O depositário brasileiro de nossas ações ordinárias ou preferenciais subjacentes às nossas ADSs deve obter um certificado de registro do Banco Central do Brasil para ter direito a remeter dólares americanos para o exterior para pagamentos de dividendos e outras distribuições relativas às nossas ações ordinárias e preferenciais ou pela venda das ações ordinárias ou preferenciais. Caso os titulares de ADSs decidam trocar suas ADSs pelas

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

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

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

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

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

Os detentores de nossas ADSs não possuem os mesmos direitos de voto que nossos acionistas. Além disso, os detentores da ADSs representando geralmente as ações preferenciais não possuem direito a voto.

Os detentores de nossas ADSs não possuem os mesmos direitos de voto que os detentores de nossas ações. Os detentores de nossas ADSs estão autorizados aos direitos contratuais estabelecidos para o seu benefício no âmbito dos contratos de depósito. Os detentores de ADS exercem os direitos de voto ao fornecer instruções para o depositário, em oposição à participação das reuniões de acionistas ou de voto por outros meios disponíveis para os acionistas. Na prática, a capacidade de um detentor das ADSs para instruir o depositário à votação dependerão do momento e dos procedimentos para fornecer instruções ao depositário, diretamente ou através do custodiante e do sistema de compensação do detentor.

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

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

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

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

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

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

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

Os detentores em algumas jurisdições podem não receber o pagamento de valores brutos retidos em conformidade com a Diretiva do Conselho Europeu 2003/48/CE quanto à tributação dos rendimentos da poupança.

A Áustria e Luxemburgo optaram por não adotar certas disposições quanto à troca de informações previstas na Diretiva do Conselho Europeu 2003/48/CE quanto à tributação dos rendimentos da poupança (a Diretiva) e em vez disso, durante um período transitório, estão aplicando um imposto retido na fonte sobre pagamentos de juros, a uma taxa de até 35%, realizada por um agente pagador nestas jurisdições para, ou recolhidos por este agente pagador para, um beneficiário efetivo residente em outros estados membros da União Europeia (Estados-Membros da UE) ou a certos tipos limitados de entidades estabelecidas em outros Estados-Membros, a menos que o beneficiário efetivo dos pagamentos de juros optar pela troca de informações, conforme previsto na Diretiva. O governo de Luxemburgo atualmente está no processo de excluir Luxemburgo do regime de retenção na fonte e adotará a troca automática de informações com vigor a partir de 1º de janeiro de 2015. Nem a empresa nem o agente pagador (nem qualquer outra pessoa) seriam obrigados a pagar valores adicionais com relação aos títulos, resultante da imposição de imposto retido na fonte por qualquer Estado-Membro da UE ou outro país ou território que optou por um regime de retenção na fonte. Para mais informações, consulte "Item 10. Informações Adicionais - Tributação - Tributação Relativa aos Títulos da PifCo e PGF - Diretiva da União Europeia Relativa à Poupança." O investidor deve consultar um consultor fiscal para determinar as consequências fiscais de portar títulos da PifCo ou PGF por tal investidor.

Item 4. Informações sobre a companhia

História e Desenvolvimento

A Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras foi constituída em 1953 para conduzir as atividades de hidrocarbonetos do governo federal brasileiro. Iniciamos nossas operações em 1954 e, desde então, produzimos petróleo bruto e gás natural e conduzimos atividades de refino no Brasil em nome do governo. Em 31 de dezembro de 2013, o governo federal brasileiro possuía 28,67% de nosso capital social em circulação e 50,26% de nossas ações ordinárias. Nossas ações ordinárias e preferenciais são negociadas na BM&FBOVESPA desde 1968 e na NYSE desde 2000.

Como parte de uma ampla reforma do sistema regulatório de petróleo e gás, o Congresso Nacional alterou a Constituição Brasileira, em 1995, para autorizar o governo federal brasileiro a contratar qualquer empresa estatal ou privada para realizar atividades de comercialização e de transporte a montante, de refino de petróleo, transfronteiriças no Brasil envolvendo petróleo, gás natural e seus respectivos produtos. Em 6 de agosto de 1997, o governo brasileiro promulgou a Lei nº 9.478/1997, que estabeleceu um quadro regulamentar de concessão, terminou o nosso direito exclusivo de realizar as atividades de petróleo e gás e permitiu a concorrência em todos os aspectos da indústria de petróleo e gás no Brasil. A lei também criou uma agência reguladora independente, a ANP, para regular o setor de petróleo, gás natural e combustíveis renováveis no Brasil e para criar um ambiente competitivo no setor de petróleo e gás. Ver "Regulamentação do Setor de Petróleo e Gás no Brasil - Regulamentação de Preços".

Em 2010, novas leis foram promulgadas para regular as atividades de exploração e produção em áreas não sujeitas a concessões existentes do pré-sal. De acordo com essa nova legislação, entramos em um acordo com o governo brasileiro em 3 de setembro de 2010, o Contrato de Cessão Onerosa, no qual o governo atribuiu-nos o direito a atividades de exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos em determinadas áreas do pré-sal. Em 02 de dezembro de 2013, assinamos nosso primeiro contrato com o governo brasileiro sob um regime de partilha de produção. Consulte o Item 10. "Contratos Relevantes - Contrato de Cessão Onerosa" e Item 10. "Contratos Relevantes - Contrato de Partilha de Produção."

Operamos através de subsidiárias, joint ventures e coligadas sediadas no Brasil e em muitos outros países. Nosso escritório executivo principal está localizado na Avenida República do Chile 65, 20031-912 - Rio de Janeiro, RJ, Brasil e nosso telefone é (55-21) 3224-4477.

Visão Geral do Grupo

Somos uma empresa de petróleo e gás integrada, que é a maior do Brasil e uma das maiores da América Latina em termos de receita. Como resultado do nosso legado como ex-fornecedora exclusiva do Brasil de produtos de petróleo e derivados e nosso compromisso profundo e contínuo para encontrar e desenvolver campos de petróleo no Brasil, nossas operações são responsáveis pela maioria da produção de petróleo e gás no Brasil, possuímos uma grande base de reservas provadas e uma infraestrutura operacional plenamente desenvolvida. Em 2013, nossa produção diária de petróleo nacional média foi de 1.931,4 mbbbl/d, 90,9% do petróleo total do Brasil. Mais de 67,1% (8.419,4 mmboe) de nossas reservas domésticas provadas estão em campos grandes, contíguos e altamente produtivos na Bacia de Campos offshore, o que nos permite otimizar nossa infraestrutura e limitar os custos de exploração, desenvolvimento e produção. Em 45 anos de desenvolvimento de bacias offshore no Brasil, desenvolvemos conhecimentos especializados em exploração e produção em águas profundas, no Brasil e em outras áreas de petróleo offshore.

Em 31 de dezembro de 2013, tínhamos reservas provadas de petróleo e gás desenvolvidas de 7.605,8 mmboe e reservas provadas não desenvolvidas de 4.934,5 mmboe no Brasil. A exploração e o desenvolvimento desta grande base de reservas e as novas áreas do pré-sal concedidas a nós pelo Governo Federal sob o Contrato de Cessão Onerosa exigiram, e continuarão a exigir, investimentos significativos e o rápido crescimento de nossas operações. Para sustentar este crescimento nós encomendamos a construção de 21 novos FPSOs e temos mais 14 previstos para o período entre 2014 e 2020. Além disso, nós estamos realizando os investimentos necessários em equipamentos e infraestrutura submarinos.

Nós operamos praticamente toda a capacidade de refino no Brasil. A maioria de nossas refinarias está localizada no sudeste do Brasil, nos mercados mais populosos e industrializados do país e junto à fonte da maior parte do nosso petróleo bruto na Bacia de Campos. Nossa capacidade de destilação de petróleo bruto de 2.102 mbbbl/d e refino interno de 2.074 mbbbl/d estão atualmente abaixo dos níveis necessários para atender à demanda interna forte e crescente de combustíveis de transporte, principalmente a gasolina, diesel e combustível de aviação. Atualmente, estamos construindo duas novas instalações de refino, mas o aumento resultante na nossa capacidade de refino pode não atender plenamente a demanda doméstica. Até que haja capacidade de refino suficiente para atender tal demanda, vamos continuar a importar petróleo e seus derivados e daremos seguimento ao nosso planejamento de construir refinarias adicionais. Também estamos envolvidos na produção de produtos petroquímicos. Distribuimos produtos petrolíferos através de nossa própria rede de varejo e para atacadistas.

Participamos da maioria dos aspectos do mercado brasileiro de gás natural. Esperamos que a porcentagem de gás natural na matriz energética do Brasil cresça no futuro, como resultado da expansão da infraestrutura de transporte de gás do Brasil, que foi praticamente concluída em 2011 e à medida que expandimos nossa produção tanto de gás associado quanto de não associado, principalmente a partir campos *offshore* nas bacias de Campos, Espírito Santo e Santos. Importamos o gás natural da Bolívia e usamos os terminais de GNL para atender à demanda doméstica e diversificar a nossa oferta. Também participamos do mercado de energia nacional, principalmente através de nossos investimentos em usinas termelétricas a gás. Além disso, participamos do negócio de fertilizantes, que é outro importante mercado de gás natural.

Fora do Brasil, operamos em 17 países. Na América do Sul, as nossas operações se estendem desde a exploração e produção ao refino, marketing, serviços de varejo, gás natural e usinas de eletricidade. Na América do Norte, produzimos petróleo e gás, com operações de refino nos Estados Unidos. Na África, produzimos petróleo em Angola e na Nigéria e realizamos a exploração de petróleo e gás em outros países, enquanto que na Ásia possuímos operações de refino no Japão.

As informações completas e as tabelas sobre as reservas e a produção encontram-se no final do Item 4. Consulte "Informações Adicionais de Reservas e Produção."

Nossas atividades estão organizadas em seis segmentos de negócio:

- **Exploração e Produção:** exploração, desenvolvimento e produção de petróleo bruto, LGN e gás natural no Brasil;
- **Refino, Transporte e Comercialização:** inclui o refino, logística, transporte, operações comerciais, as exportações e importações de derivados de petróleo e de petróleo bruto e investimentos petroquímicos no Brasil;
- **Distribuição:** distribuição de derivados de petróleo, etanol e gás natural veicular para atacadistas e através da Petrobras Distribuidora S.A. (Petrobras Distribuidora) - nossa rede de varejo no Brasil;
- **Gás e Energia:** transporte e comercialização de gás natural e GNL, produzido no Brasil ou importado, bem como a geração e comercialização de energia elétrica e do negócio de fertilizantes;
- **Biocombustíveis:** produção de biodiesel e seus coprodutos e atividades relacionadas com o etanol, como investimentos de capital, a produção e comercialização de etanol, açúcar e o excesso de eletricidade gerada a partir do bagaço de cana; e
- **Internacional:** exploração e produção de petróleo e gás, seu refino, transporte e comercialização, distribuição, além de operações de gás e energia fora do Brasil.

Além disso, possuímos um segmento Corporativo, que tem atividades que não são atribuídas a outros segmentos, especialmente os relacionados com a gestão das empresas financeiras, o *overhead* corporativo e outras despesas, inclusive as atuariais referentes a fundos de pensão e benefícios médicos aos aposentados e seus dependentes.

A tabela a seguir apresenta as principais informações para cada segmento de negócio em 2013:

Principais informações por segmento de negócio de 2013									
	Exploração e Produção	Refino, Transporte e Comercialização	Gás e Energia	Biocom bustíveis	Distribuição	Internacional	Corporativo	Eliminações	Total do Grupo
	(US\$ em milhões)								
Receitas de vendas	68.210	111.051	14.017	388	41.365	16.302	-	(109.871)	141.462
Receita (prejuízo) antes do imposto de renda	29.619	(12.417)	921	(168)	1.323	2.035	(7.818)	(85)	13.410
Ativos totais em 31 de dezembro	152.707	92.107	27.703	1.196	7.681	18.123	28.540	(6.634)	321.423
Despesas de capital e investimentos	27.566	14.243	2.716	143	514	2.368	547	-	48.097

Exploração e Produção

Exploração e Produção - Principais Estatísticas			
	2013	2012	2011
	(US\$ em milhões)		
Exploração e Produção:			
Receitas de vendas	68.210	74.714	74.117
Receita (prejuízo) antes do imposto de renda	29.619	35.465	36.809
Imobilizado e equipamentos	126.716	102.779	90.633
Despesas de capital e investimentos	27.566	21.959	20.405

As atividades de exploração e produção de petróleo e gás no Brasil são o componente mais expressivo do nosso portfólio. Temos aumentado gradualmente a produção ao longo das últimas quatro décadas, partindo de 164 mbbbl/d de petróleo, condensado e LGN no Brasil em 1970, para 1.931,4 mbbbl/d em 2013. Nosso objetivo é aumentar as reservas e a produção de petróleo e gás de forma sustentável e ser reconhecida pela excelência em operações de exploração e produção.

O foco principal do nosso segmento de exploração e produção é o seguinte:

- Continuar a explorar e desenvolver a Bacia de Campos, aproveitando a infraestrutura atual para perfurar em horizontes mais profundos nas concessões existentes, incluindo os reservatórios do pré-sal;
- Explorar e desenvolver a bacia *offshore* mais promissora do Brasil, a de Santos (gás e petróleo leve), com um enfoque especial no desenvolvimento do pré-sal;
- Empregar novas tecnologias para a recuperação secundária e aumentar a eficiência da produção de nossos campos marítimos e sistemas de produção mais antigos, bem como manter e aumentar a produção de campos terrestres e rasos através de perfuração e operações de recuperação aprimoradas;
- Explorar petróleo leve e gás natural em novas fronteiras, incluindo as margens equatoriais e leste do Brasil; e
- Desenvolver recursos associados e não associados de gás na Bacia de Santos e em outros lugares (incluindo reduções contínuas na queima de gás) para atender à crescente demanda do Brasil por gás e aumentar a contribuição da produção de gás no Brasil como proporção do total da oferta nacional de gás.

Os campos de petróleo mais ricos do Brasil estão localizadas no mar, a maioria deles em águas profundas. Nós atuamos nessas águas desde 1971, quando começamos a exploração na Bacia de Campos, tornando-nos mundialmente reconhecidos como inovadores na tecnologia necessária para explorar e produzir hidrocarbonetos em águas profundas e ultraprofundas. De acordo com dados de produção da PFC Energy, operamos mais produção (em uma base de barril equivalente de petróleo) de campos em águas profundas e ultraprofundas do que qualquer outra empresa. Focamos muito do nosso esforço de exploração na perfuração em águas profundas, onde as descobertas são substancialmente maiores e nossa tecnologia e expertise criam uma vantagem competitiva.

Historicamente, nossas atividades de exploração e produção offshore concentraram-se em reservatórios do pós-sal, principalmente na Bacia de Campos. Nos últimos anos, temos feito importantes descobertas em reservatórios do pré-sal localizados em uma região de aproximadamente 149.000 km² (36,8 milhões de hectares) que se estende desde a Bacia de Campos até a Bacia de Santos, também conhecida como a província do pré-sal. Os nossos contratos existentes nesta área abrangem 22,2% (cerca de 33.100 km² ou 8,2 milhões de hectares) das áreas do pré-sal, incluindo a área cultivada atribuída a nós nos Contratos de Concessão e no Contrato de Cessão Onerosa. Também fazemos parte do consórcio que recebeu uma concessão que abrange cerca de 1.547,8 km² ou 0,4 milhões de hectares do campo de Libra, no âmbito do Acordo de Partilha de Produção.

Na parte sul da província do pré-sal, na Bacia de Santos, onde a camada de sal é espessa e os hidrocarbonetos foram mais perfeitamente preservados, temos feito várias descobertas particularmente promissoras desde 2006, incluindo aquelas feitas nos blocos BM-S- 11 (Lula, ex-Tupi), BM-S-9 (Lapa e Sapinhoá, anteriormente Carioca e Guará), na área de Contrato de Cessão Onerosa (Búzios e Sul de Lula, anteriormente Franco e Sul de Tupi) e, em Libra, uma das mais importantes descobertas feitas na área do pré-sal. Na parte norte da província, na Bacia de Campos, fizemos importantes descobertas em 2008 e no início de 2010, na área conhecida como Parque das Baleias e dos campos de Barracuda, Albacora, Marlim e Caratinga. Estamos mobilizando recursos substanciais para desenvolver essas descobertas do pré-sal, que estão localizadas em águas e reservatórios profundos e ultraprofundos, em profundidades totais de até 7.000 metros (22.965 pés).

Em 31 de março de 2014, nós tínhamos 147 contratos de exploração (abrangendo 96 blocos de exploração e 51 planos de avaliação atualmente em andamento), correspondendo a uma área exploratória bruta

de 103.597 km² (25,6 milhões de acres), ou uma área exploratória líquida de 54.210 km² (13.4 milhões de acres). Nós somos exclusivamente responsáveis pela realização de atividades exploratórias em 38 blocos exploratórios e em 17 planos de avaliação atualmente em andamento. Em 31 de março de 2014, nós tínhamos parcerias exploratórias com 24 empresas estrangeiras e nacionais. Nós realizamos atividades exploratórias sob 62 de nossos 92 contratos de parceria. Nós detemos participações que variam de 20% a 100% nas áreas de exploração sob concessão ou cedidas para nós.

Em 2013, investimos um total de US\$ 7,8 bilhões em atividades de exploração no Brasil. Perfuramos um total de 76 poços exploratórios em 2013, dos quais 31 eram *offshore* e 45 *onshore*. Nosso Plano 2014-2018, que foi divulgado em 25 de Fevereiro de 2014, prevê gastos de capital e investimentos em atividades de exploração e produção no Brasil de US\$ 153,9 bilhões de 2014 a 2018 (não incluindo os investimentos de nossos parceiros).

Ao longo da nossa história, tivemos sucesso em encontrar e desenvolver reservas de petróleo significativas no mar, o que nos permitiu alcançar economias de escala, espalhando os custos totais de exploração, desenvolvimento e produção em uma grande base. Em 2013, a produção *offshore* foi responsável por 89% da nossa produção e a produção em águas profundas foi responsável por 77% de nossa produção no Brasil. Em 2013, iniciamos a produção de 34 poços.

Durante 2013, a nossa produção de petróleo e gás do Brasil chegou a uma média de 2.165,7 mboe/d, dos quais 89,2% foram de petróleo e 10,8% de gás natural. Em 31 de dezembro de 2013, nossas reservas provadas líquidas estimadas de petróleo e gás natural no Brasil foram de 12,5 bilhões de barris equivalentes, dos quais 85% foram de petróleo e 15% de gás natural. O Brasil forneceu 91% da nossa produção mundial em 2013 e foi responsável por 96% de nossas reservas em todo o mundo em 31 de dezembro de 2013, com base em barris de petróleo equivalente. Ao longo dos últimos cinco anos, cerca de 90% da nossa produção total brasileira foi de petróleo.

Em 2013, a nossa produção de petróleo, condensado e LGN no Brasil teve uma média de 1.931,4 mbb/d, uma queda de 2,5% em comparação com o ano anterior. Essa diminuição da produção deve-se principalmente a:

- atrasos de produção causados pela necessidade de reorganizar a disposição de certos equipamentos submarinos para a plataforma P-63 (que opera no campo de Papa Terra);
- atrasos na entrega e instalação de BSRs e os primeiros *risers* de aço em catenária a serem conectados aos FPSOs Cidade de São Paulo e Cidade de Paraty, o que atrasou a produção dos campos de Sapinhoá e Lula NE;
- atrasos na entrega e primeiro petróleo de algumas das unidades de produção que começaram a operar em 2013; e
- a falta de PLSVs suficientes para instalar as linhas de fluxo que ligam os poços submarinos de nossos novos sistemas de produção.

Com os novos sistemas de produção que entraram em operação em 2013 e os sistemas de produção que devem entrar em operação em 2014, esperamos atingir um crescimento de produção entre 6,5% e 8,5% em 2014.

Em 31 de dezembro de 2013 e 31 de dezembro de 2012, nossas reservas e produção no Brasil encontram-se resumidas nas tabelas abaixo.

	2013				2012			
	Campos	Santos	Outros	Total	Campos	Santos	Outros	Total
Reservas Provasdas								
Petróleo (mmbbl)	7.642,3	2.209,8	806,3	10.658,4	8.199,5	1.483,5	856,3	10.539,2
Gás (bnfc)	4.662,4	3.935,4	2.693,9	11.291,7	4.911,8	2.552,0	2.880,7	10.344,6
Total (mmboe).....	8.419,4	2.865,7	1.255,3	12.540,4	9.018,1	1.908,8	1.336,4	12.263,3
Produção (1)								
Petróleo (MBB/d)	1.531,1	136,9	263,4	1.931,4	1.618,3	98,6	263,2	1.980,1
Gás (bpc/d)	0,6	0,3	0,6	1,5	0,5	0,3	0,6	1,4
Total (mboe/d)	1.623,4	183,7	358,6	2.165,7	1.701,4	148,0	356,1	2.205,5
Unidades de produção estacionárias	56	11	59	126	55	8	62	125

(1) Inclui o petróleo sintético e gás.

Pelo 22º ano consecutivo, alcançamos um índice de reposição de reservas superior a 100%, que significa que nós adicionamos mais volume em nossas reservas do que produzimos ao longo do ano.

Implementamos uma série de programas destinados a aumentar a recuperação de petróleo de campos existentes, reduzir o declínio natural dos campos de produção e também reduzir os custos operacionais. Durante o ano de 2013, continuamos a implementar importantes programas: PROEF, que visa aumentar a eficiência operacional na Bacia de Campos, retornando a eficiência da produção aos níveis históricos, e o PROCOP, para otimizar os custos de operação e produtividade. Além disso, em 2013 foram implantados os programas RPC Poço e PRC-Sub, com foco tanto no crescimento da produção e redução de custos quanto no tempo necessário para implementar os projetos.

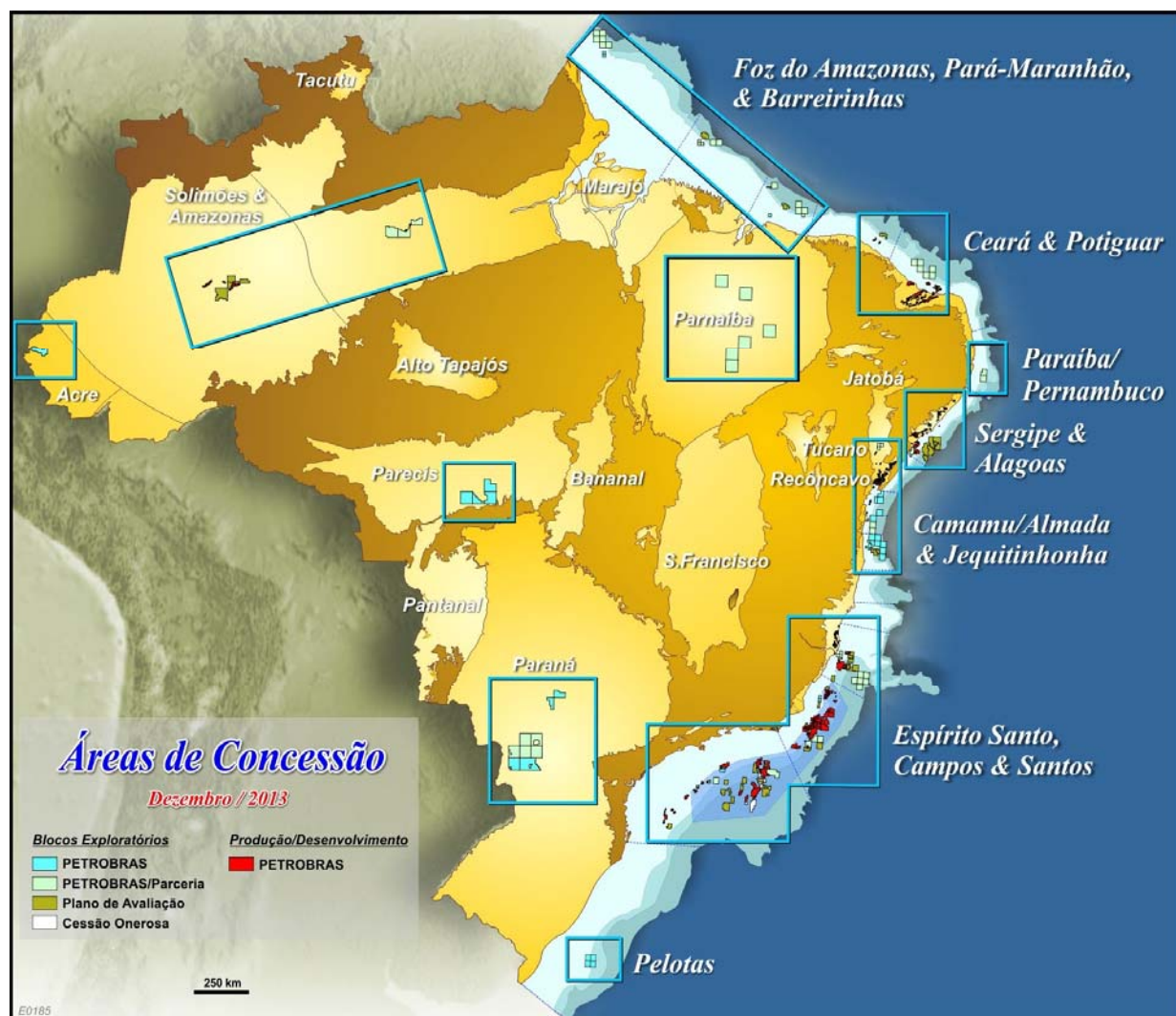
Nossas atividades de exploração e produção fora do Brasil estão incluídas em nosso segmento de negócios internacionais. Vide "Internacional".

Historicamente, conduzimos a exploração, o desenvolvimento e a produção no Brasil através de contratos de concessão, que obtivemos através da participação em rodadas de licitações realizadas pela ANP. Algumas de nossas concessões existentes foram concedidas pela ANP sem leilão, em 1998, nos termos da Lei nº 9.478/1997. Eles são conhecidos como os contratos de concessão "Rodada Zero". Desde aquela época, participamos de todas as rodadas de leilões realizadas pela ANP, incluindo o primeiro leilão de regime de partilha de produção realizado em 21 de outubro de 2013. Atualmente, operamos sob três regimes de exploração e produção diferentes:

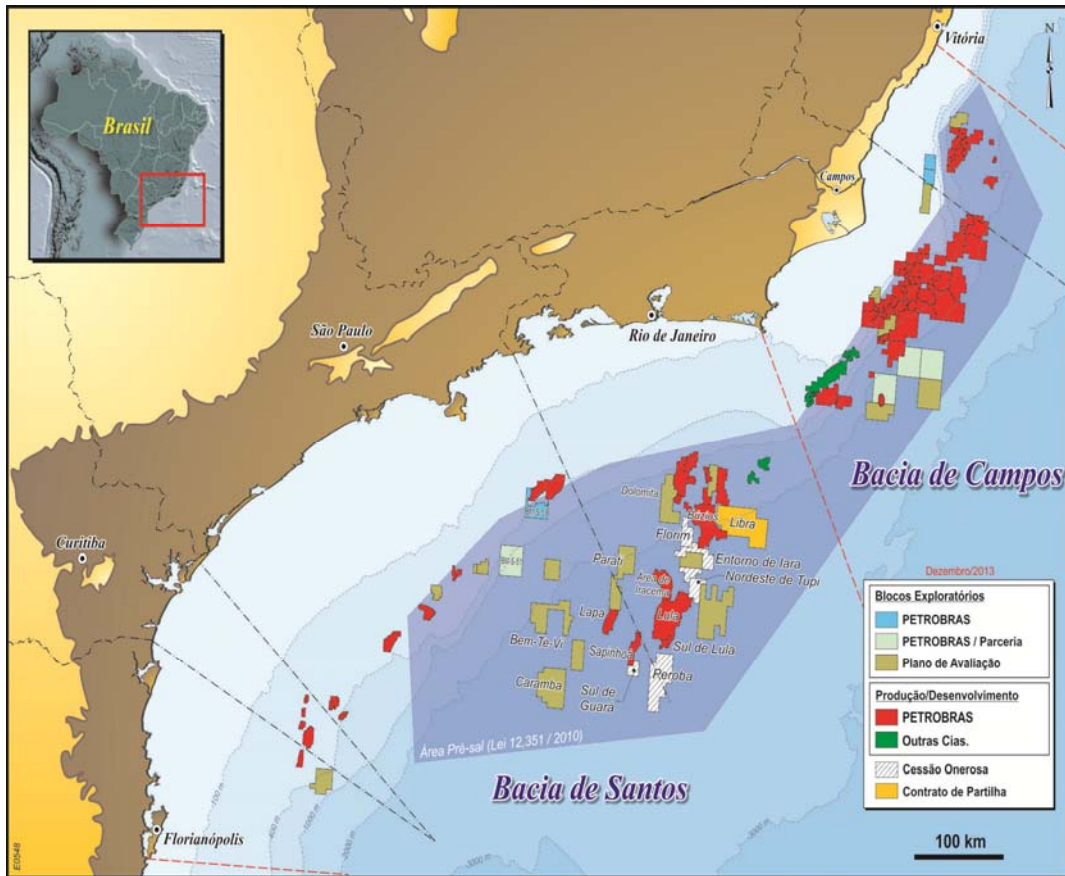
- **Contratos de Concessão:** Concessões da ANP - de tempos em tempos, por meio de leilões públicos abertos a operadores qualificados, concedendo direitos de exploração e produção de reservas de petróleo e gás no Brasil sob contratos de concessão para os blocos oferecidos em cada leilão. Participamos de todas as rodadas de leilões de concessão realizadas pela ANP, incluindo a 11ª Rodada, realizada em 14 de maio de 2013, em que adquirimos 34 blocos localizados nas Bacias da Foz do Amazonas, Espírito Santo e Barreirinhas e da 12ª Rodada, realizada em 28 de novembro de 2013, em que adquirimos, diretamente, e em parceria com outras empresas, 49 blocos localizados nas Bacias do Acre, Paraná, Recôncavo e Sergipe-Alagoas. Os contratos de concessão têm, em geral, um prazo de 27 anos ou mais após a declaração de comercialidade, com a possibilidade de prorrogação pela ANP.
- **Contrato de Cessão Onerosa:** Em 3 de setembro de 2010, celebramos um acordo com o Governo Federal pelo qual foram atribuídos os direitos exclusivos para explorar e produzir petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos em áreas do pré-sal específicas localizadas na Bacia de Santos. O acordo está sujeito à produção de cinco bilhões de barris equivalentes em um período de 40 anos (prorrogáveis por mais cinco anos), dos quais já declaramos a comercialidade de 3,18 bilhões de barris equivalentes em duas das áreas (Búzios e Sul de Lula).

- Contrato de Partilha de Produção:** Sob este regime, as licenças de exploração e produção são concedidas através de leilão público ao consórcio que oferecer o maior parcela de lucro para o governo. Em um leilão público realizado em 21 de outubro de 2013, um consórcio que inclui a Petrobras foi premiado com os direitos e obrigações para operar e explorar uma área do pré-sal estratégica (conhecido como Campo de Libra - com volume recuperável estimado variando entre 8 a 12 bilhões de barris equivalentes) localizada nas águas ultraprofundas da Bacia de Santos. Em 2 de dezembro de 2013, assinamos o primeiro contrato dentro desse regime. Temos uma participação de 40% no campo de Libra e este acordo tem um prazo de 35 anos.

O mapa a seguir mostra nossas áreas de concessão no Brasil a partir de dezembro de 2013.



O mapa abaixo mostra a localização dos reservatórios do pré-sal, bem como o estado de nossas atividades exploratórias.



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

Principais Campos de Produção de Petróleo e Gás no Brasil

Bacia	Campos	% Petrobras	Tipo	Fluido (1)	
Camamu	Manati	35%	Raso	Gás Natural	
Campos	Albacora	100%	Raso	Petróleo Intermediário	
		100%	Água Profunda	Petróleo Intermediário	
	Albacora Leste		90%	Água Profunda	Petróleo Intermediário
			90%	Águas ultraprofundas	Petróleo Intermediário
	Baleia Azul	100%	Água Profunda	Petróleo Intermediário	
	Barracuda	100%	Água Profunda	Petróleo Intermediário	
	Cachalote	100%	Água Profunda	Petróleo Intermediário	
	Carapeba	100%	Raso	Petróleo Intermediário	
	Caratinga	100%	Água Profunda	Petróleo Intermediário	
	Cherne	100%	Raso	Petróleo Intermediário	
	Espadarte	100%	Água Profunda	Petróleo Intermediário	
	Jubarte	100%	Água Profunda	Petróleo pesado	
	Marimbá	100%	Água Profunda	Petróleo pesado	
	Marlim	100%	Água Profunda	Petróleo pesado	
	Marlim Leste	100%	Água Profunda	Petróleo Intermediário	
	Marlim Sul	100%	Água Profunda	Petróleo Intermediário	
			100%	Águas ultraprofundas	Petróleo Intermediário
	Namorado	100%	Raso	Petróleo Intermediário	
	Pampo	100%	Raso	Petróleo Intermediário	
	Roncador	100%	Águas ultraprofundas	Petróleo Intermediário	
Tartaruga Mestiça	100%	Raso	Petróleo Intermediário		
Vermelho	100%	Raso	Petróleo Intermediário		
Voador	100%	Água Profunda	Petróleo pesado		
Espírito Santo	Fazenda Alegre	100%	<i>Onshore</i>	Petróleo Pesado	
	Golfinho	100%	Águas Profundas	Petróleo Intermediário	
		100%	Águas Ultraprofundas	Petróleo Intermediário	
Potiguar	Canto do Amaro	100%	<i>Onshore</i>	Petróleo Intermediário/Gás Natural	
	Estreito	100%	<i>Onshore</i>	Petróleo Pesado/Gás Natural Petróleo pesado	
Recôncavo	Araçás	100%	<i>Onshore</i>	Petróleo Leve	
	Buracica	100%	<i>Onshore</i>	Petróleo Leve	
Santos	Baúna	100%	Raso	Petróleo leve	
	Mexilhão	100%	Raso	Gás Natural	
	Lula	65%	Águas ultraprofundas	Petróleo Intermediário	
	Sapinhoá	45%	Águas ultraprofundas	Petróleo Intermediário	
	Piracaba	100%	Raso	Petróleo leve	
	Uruguá	100%	Água Profunda	Petróleo Intermediário/Gás Natural	
Sergipe/Alagoas	Carmópolis	100%	<i>Onshore</i>	Petróleo Intermediário	
	Piranema	100%	Água Profunda	Petróleo Intermediário	
Solimões	Leste do Urucu	100%	<i>Onshore</i>	Petróleo Leve/Gás Natural	
	Rio Urucu	100%	<i>Onshore</i>	Petróleo Leve/Gás Natural	

(1) Petróleo pesado = até 22° API; Petróleo intermediário = 22° API a 31° API; Petróleo leve = acima de 31° API

Nossos esforços de exploração e produção de petróleo e gás internos estão focados principalmente em quatro grandes bacias *offshore* no Brasil: Campos, Santos, Espírito Santo e Sergipe-Alagoas.

Bacia de Campos

A Bacia de Campos, que cobre cerca de 115.000 km² (28,4 milhões de hectares), é a bacia de petróleo e gás mais prolífica no Brasil, medida pelas reservas provadas de hidrocarbonetos e sua produção anual. Desde que começamos a explorar esta área, em 1971, mais de 60 acumulações de hidrocarbonetos foram descobertas, incluindo oito grandes campos de petróleo em águas profundas e águas ultraprofundas. A Bacia de Campos é a nossa maior região produtora de petróleo e gás, produzindo uma média 1.531,1 mbbl/d de petróleo e 553,8 milhões de pés cúbicos/d (14,7 mmm³/d) de gás natural associado de 47 campos de produção. Durante o ano de 2013, 75% da nossa produção nacional total veio desta bacia. Em 2013, as reservas de petróleo bruto e gás natural provadas na Bacia de Campos representaram 71,7% e 41,3% do total de nossas reservas provadas de petróleo bruto e gás natural no Brasil, respectivamente. Em 2013, operamos 42 sistemas de produção flutuantes e 14 plataformas fixas em profundidades de água de 80 a 1.886 metros (262 a 6.188 pés), fornecendo óleo com grau API médio de 21,9° e níveis máximos de sedimento básico e água (uma medida da água e sedimento no fluxo de petróleo bruto) de 1%.

Nossas atividades de petróleo e gás na Bacia de Campos estão focadas em aumentar a produção através da instalação de novos sistemas de produção, explorando reservatórios do pré-sal com unidades de produção novas e existentes, e manter a nossa produção em áreas relativamente maduras. Também temos planos de exploração significativos nesta área.

Expansão da produção através de novos sistemas de produção, incluindo a partir de reservatórios do pré-sal

Projetos da Bacia de Campos

No momento, estamos aumentando a produção de petróleo a partir de dois grandes projetos e começando a desenvolver outros três na Bacia de Campos, conforme detalhado na tabela abaixo:

Principais Projetos de Desenvolvimento da Bacia de Campos							
Campo	Tipo de Unidade	Unidade de Produção	Petróleo Bruto Capacidade nominal (bbl/d)	Gás Natural Capacidade Nominal (mmcf/d)	Profundidade da água (em metros)	Start Up (ano)	Notas
Papa-Terra-Módulo 2	FPSO	P-63	140.000	35,3	1.170	2013	Pós-sal
Roncador - Módulo 3.....	SS	P-55	180.000	211,9	1.790	2013	Pós-sal
Roncador - Módulo 4.....	FPSO	P-62	180.000	211,9	1.550	2014	Pós-sal
Parque das Baleias (Baleia Azul, Jubarte, Cachalote, Baleia Anã e Baleia Franca).....	FPSO	P-58	180.000	211,9	1.400	2014	Pré e pós-sal
Papa-Terra-Módulo 1	TLWP	P-61	0	0	1.180	2014	Produção pós-sal processada pela P-63

Os Módulos 3 e 4 de Roncador desenvolverão a produção do Campo de Roncador, localizado no pós-sal da Bacia de Campos, através de duas unidades de produção fixas: a SS P-55, que foi instalada em dezembro de 2013, e a FPSO P-62, que será instalada em 2014. A capacidade de produção de cada unidade é de 180 mil bbl/d de petróleo e 211,9 milhões de pés cúbicos/d (6 mmm³/d) de gás natural. Temos 100% do óleo produzido a partir dessas unidades.

A FPSO P-58 irá desenvolver a produção na área do Parque das Baleias, que abrange os seguintes campos: Baleia Franca (pré e pós-sal), Cachalote (pós-sal), Jubarte (pré e pós-sal), Baleia Azul (pré-sal) e Baleia Anã (pós-sal).

Essa unidade tem capacidade de produção de 180 mil bbl/d de petróleo e 211,9 milhões de pés cúbicos/d (6 mmm³/d) de gás natural. Temos 100% do óleo produzido a partir dessa unidade.

Os Módulos 1 e 2 do projeto de Papa-Terra tem como objetivo desenvolver a produção do campo de Papa-Terra, localizado no pós-sal da Bacia de Campos. Começamos a produção no campo em novembro de 2013, utilizando a P-63 (que é uma FPSO), e em 2014 uma segunda unidade será instalada, a P-61 (que é uma TLWP). A capacidade de produção combinada da P-61 e da P-63 é de 140 mil bbl/d de petróleo e 35,3 milhões de pés cúbicos/d (1 mmm³/d) de gás natural. A TLWP terá o suporte de uma sonda de Perfuração Assistida (TAD) e seu produto será transferido para a FPSO. A nossa participação do petróleo produzido a partir dessas unidades é de 62,5%.

Enquanto a maior parte da nossa produção na Bacia de Campos é de reservatórios do pós-sal, os reservatórios do pré-sal na bacia são uma fonte crescente de produção. Começamos a primeira produção de petróleo do pré-sal em 2008, no campo de Jubarte, localizado na região do Parque das Baleias. Posteriormente, começamos a produzir a partir do campo de Baleia Franca, no segundo semestre de 2010. Em setembro de 2012, demos início a um sistema piloto exclusivamente dedicado à avaliação pré-sal e à produção na região de Baleia Azul, usando a FPSO Cidade de Anchieta, com capacidade para produzir 100 mil bbl/d de petróleo e 123,6 milhões de pés cúbicos/d (3,5 mmm³/d) de gás. Durante o ano de 2013, esta unidade produziu uma média de quase 90 mil bbl/d. Até o final de 2013, a área do pré-sal da Bacia de Campos produzia 165,2 mbbbl/d, o que representa um aumento de quase 100% em relação a 2012. Nossa participação do petróleo produzido a partir dos reservatórios do pré-sal da Bacia de Campos é de 100%.

Manutenção em campos maduros

Procuramos retardar o declínio natural dos campos maduros da Bacia de Campos, melhorando a eficiência operacional dos nossos equipamentos e reservatórios através do nosso programa PROEF. Com base em métricas de eficiência estabelecidas no âmbito do programa PROEF, aumentamos a eficiência das unidades operacionais da Bacia de Campos em 3,7 pp, para 75,4% em 2013 - de 71,7% em 2012 - e uma de nossas unidades operacionais do Rio de Janeiro em 0,7 pp, para 92,4% em 2013 - 91,7% em 2012. Como resultado de nossos investimentos, a produção em 2013 dessas áreas foi de 63 mil barris/d maior do que poderia ter sido. Para alcançar esses resultados, realizamos campanhas extensas e manutenção regular em nossas plataformas, além de paradas programadas para melhorar o desempenho. Além disso, temos procedimentos de gestão de planejamento interno e de recursos, como a padronização de equipamentos para facilitar a manutenção e preparação de inventário de backup para os equipamentos críticos, garantindo maior disponibilidade desses recursos.

Exploração

Em 31 de dezembro de 2013, detínhamos os direitos sobre cinco blocos exploratórios e sete planos de exploração na Bacia de Campos, com um total de 4.493 km² (1,1 milhões de hectares). Durante o ano de 2013, tivemos um progresso importante na Bacia de Campos, onde nós perfuramos um total de cinco poços exploratórios (três deles em reservatórios do pré-sal).

Bacia de Santos

A Bacia de Santos, que abrange cerca de 348.900 km² (86 milhões de hectares, localizados ao lado e a sudoeste da Bacia de Campos), é uma das áreas de exploração e produção *offshore* mais promissoras do mundo. Estamos atualmente explorando e desenvolvendo a região do pré-sal da Bacia de Santos sob os Contratos de Concessão, Cessão e de Partilha de Produção.

Contratos de Concessão

Em 2000 e 2001, nós e os nossos parceiros adquirimos, por meio de leilão público no âmbito de contrato de concessão, oito blocos no que é hoje conhecido como o pré-sal da Bacia de Santos. Em novembro de 2007,

anunciamos a descoberta desta nova província importante e começamos a produzir petróleo em maio de 2009, com um Teste de Longa Duração (TLD). no bloco BMS -11 (ex-Tupi, agora Lula).

Em novembro de 2010, substituímos o TLD por um sistema de produção de longo prazo, a FPSO Cidade de Angra dos Reis. Durante o ano de 2013, essa FPSO produzia perto de sua capacidade de produção de petróleo, de 100 mil barris/d.

Após Lula, o segundo campo em desenvolvimento no pré-sal da Bacia de Santos é Sapinhoá (anteriormente conhecido como Guará), com um volume recuperável total estimado em 2,1 bilhões de barris equivalentes. A produção comercial começou em janeiro de 2013 através da FPSO Cidade de São Paulo. Este sistema-piloto tem uma capacidade de produção de 120 mil bbl/d de petróleo e processamento de gás natural de 176,6 milhões de pés cúbicos/d (5 mmm³/d). O primeiro poço de produção produz mais de 25.000 bbl/d de petróleo. O segundo poço de produção começou em fevereiro de 2014, com produção inicial de 36 mbbbl/d. Este poço foi o primeiro a produzir através de um sistema de ligação pioneira, os *risers* com suporte de fluabilidade (BSR). O poço está localizado a uma profundidade de 2.118 metros.

O terceiro sistema piloto para o pré-sal de Santos é a FPSO Cidade de Paraty, localizada no campo de Lula, que iniciou a produção em junho de 2013. Esta FPSO tem uma capacidade de produção de 120 mil bbl/d de petróleo e 176 milhões de pés cúbicos/d (5 mmm³/d) de gás natural processado.

Atualmente, temos dois sistemas que executam TLDs na área do pré-sal da Bacia de Santos, a FPSO Cidade de São Vicente e da FPSO Dynamic Producer.

Durante o ano de 2014, dois sistemas adicionais serão instalados: A FPSO Cidade de Ilhabela, com uma capacidade de produção de 150 mil bbl/d de petróleo e 211,9 milhões de pés cúbicos/d (6 mmm³/d) de gás no campo de Sapinhoá. Esta FPSO está atualmente no Brasil no estaleiro Brasa para a integração de módulos e está prevista para começar a operar no segundo semestre de 2014. A segunda FPSO a ser instalada é a Cidade de Mangaratiba, com uma capacidade de produção de 150 mil bbl/d de petróleo e 282,5 milhões de pés cúbicos/d (8 mmm³/d) de gás em Iracema. Esta FPSO está passando por uma integração dos módulos no estaleiro Brasfels, no Brasil.

Continuamos a concentrar os nossos esforços na coleta de informações sobre as reservas do pré-sal por meio de TLDs e testar tecnologias de perfuração para melhorar a eficiência e para planejar o projeto definitivo de plataformas de produção.

Em 31 de dezembro de 2013, detínhamos os direitos de exploração de sete blocos na Bacia de Santos e 11 planos de exploração, abrangendo 10.404 km² (3,6 milhões de hectares). Nossa participação média de produção diária de petróleo foi 136,9 mbbbl/d, dos quais 83,0 mbbbl/d foram produzidos na área do pré-sal, e nossa produção média diária de gás natural foi de 280,9 milhões de pés cúbicos/d (7,4 mmm³/d), dos quais 262,3 milhões de pés cúbicos/d (6,9 mmm³/d) foram produzidos na área do pré-sal. Em 31 de dezembro de 2013, 20,7% e 34,9% do total de nossas reservas provadas de petróleo bruto e gás natural no Brasil, respectivamente, estavam na Bacia de Santos.

O pré-sal da Bacia de Santos foi o foco central das atividades de exploração e produção em 2013. Nesse período, perfuramos 12 poços exploratórios (11 na área do pré-sal) no total. Em 2013, fizemos várias descobertas de petróleo nas áreas de Franco, Florim, BM-S-42 (Sagitário), Entorno de Iara, Sul de Tupi e Júpiter e também declaramos a comercialidade de um novo campo exploratório chamado Lapa (anteriormente conhecido como Carioca), com volume recuperável estimado de 459 milhões de barris de petróleo. Lapa é operado pela Petrobras (45%) em parceria com a BG E&P Brasil (30%) e Repsol Sinopec Brasil (25%) e seu primeiro petróleo está previsto para 2016.

Contrato de Cessão Onerosa

Nos termos do Contrato de Cessão Onerosa, adquirimos seis blocos e um bloco contingente, incluídos em nossos direitos para explorar, avaliar e produzir até cinco bilhões de barris equivalentes na área do pré-sal da Bacia de Santos, dos quais já declaramos como comerciais 3,18 bilhões de barris dos blocos de Búzios e Sul de Lula. Estamos desenvolvendo esses blocos de forma integrada com as áreas do pré-sal que já temos sob concessão. Após a declaração de comercialidade para esses blocos, iniciamos o processo de revisão do Contrato de Cessão Onerosa com o Governo Brasileiro e para os blocos restantes devemos ou declarar comercialidade ou abandoná-los em setembro de 2014. Consulte o Item 10. "Contratos Relevantes - Contrato de Cessão Onerosa".

Em 2013, concluímos a perfuração de nove poços localizados na área do Contrato de Cessão Onerosa. Ao longo dos próximos três anos, pretendemos continuar com nosso programa de exploração e estamos atualmente visando a produção de petróleo no campo de Búzios em 2016.

Contrato de Partilha de Produção

Em outubro de 2013, um consórcio que inclui a Petrobras (40% de participação), Shell (20% de participação), Total (20% de participação), Petrochina (10% de participação) e CNOOC (10% de participação) recebeu os direitos e obrigações para operar e explorar o campo Libra nas águas ultraprofundas da Bacia de Santos, no primeiro leilão de regime de partilha de produção já realizado no Brasil. Por meio do Contrato de Partilha de Produção, o consórcio recebeu direitos de exploração e produção em uma área que compreende 1.547,76 km² (0,4 milhões de hectares), com volumes recuperáveis estimados de 8 a 12 bilhões de barris equivalentes, de acordo com a ANP. A fase de exploração do bloco terá um mandato de quatro anos, contados a partir da data de execução do acordo, em 2 de dezembro de 2013. O programa exploratório mínimo, a ser realizado durante este período, inclui a aquisição sísmica 3D para todo o bloco, dois poços exploratórios e um teste de longa duração. Consulte o Item 10. "Contratos Relevantes - Contrato de Partilha de Produção."

Projetos da Bacia de Campos

A principal fonte do nosso crescimento de produção esperado futuro será a partir do pré-sal da Bacia de Santos. Atualmente temos, em construção até 2018, 19 grandes projetos que serão instalados na área. Desses, seis estão na área do Contrato de Cessão Onerosa (Búzios 1, Búzios 2, Búzios 3, Búzios 4, Nordeste de Tupi e Entorno de Iara) As seguintes FPSOs estão sendo construídas sob contratos.

Campo	Tipo de Unidade	Unidade de Produção	Petróleo Bruto Capacidade nominal (bbl/d)	Gás Natural Capacidade Nominal (mmcf/d)	Profundidade da água (em metros)	Start Up (ano)	Notas
Bauna e Piracaba (BM-S-40)	FPSO	Cidade de Itajai	80.000	70,6	200	2013	Pós-sal
Sapinhoá Piloto (Guará).....	FPSO	Cidade de São Paulo	120.000	176,6	2.141	2013	Pré-sal
Lula (Nordeste) Piloto.....	FPSO	Cidade de Paraty	120.000	176,6	2.200	2013	Pré-sal
Sapinhoá Norte.....	FPSO	Cidade de Ilha Bela	150.000	211,9	2.100	2014	Concessão do pré-sal
Iracema Sul.....	FPSO	Cidade de Mangaratiba	150.000	282,5	2.100	2014	Concessão do pré-sal
Iracema Norte.....	FPSO	Cidade de Itaguaí (Z1)	150.000	282,5	2.100	2015	Concessão do pré-sal
Lula Alto.....	FPSO	Cidade de Maricá	150.000	211,9	2.100	2016	Concessão do pré-sal
Lula Central.....	FPSO	Cidade de Saquarema	150.000	211,9	2.100	2016	Concessão do pré-sal
Lula Sul.....	FPSO	P-66	150.000	211,9	2.100	2016	Concessão do pré-sal
Búzios 1.....	FPSO	P-74	150.000	247,2	2.100	2016	Contrato de Cessão

Campo	Tipo de Unidade	Unidade de Produção	Petróleo Bruto Capacidade nominal (bbl/d)	Gás Natural Capacidade Nominal (mmcf/d)	Profundidade da água (em metros)	Start Up (ano)	Notas
Lapa	FPSO	Cidade de Caraguatatuba	100.000	176,6	2.100	2016	Onerosa Concessão do pré-sal
Lula Norte	FPSO	P-67	150.000	211,9	2.100	2016	Concessão do pré-sal
Búzios 2	FPSO	P-75	150.000	247,2	2.100	2016	Contrato de Cessão Onerosa
Lula Extremo Sul	FPSO	P-68	150.000	211,9	2.100	2017	Concessão do pré-sal
Lula Oeste	FPSO	P-69	150.000	211,9	2.100	2017	Concessão do pré-sal
Búzios 3	FPSO	P-76	150.000	247,2	2.100	2017	Contrato de Cessão Onerosa
Iara Horst	FPSO	P-70	150.000	211,9	2.100	2017	Concessão do pré-sal
Búzios 4	FPSO	P-77	150.000	247,2	2.100	2017	Contrato de Cessão Onerosa
NE Tupi	FPSO	P-72	150.000	211,9	2.100	2018	Concessão do pré-sal
Iara NW	FPSO	P-71	150.000	211,9	2.100	2018	Concessão do pré-sal
Carcará	FPSO	A definir	150.000	282,5	2.100	2018	Concessão do pré-sal
Entorno de Iara	FPSO	P-73	150.000	211,9	2.100	2018	Contrato de Cessão Onerosa

Em 27 de fevereiro de 2014, nossa produção total do pré-sal alcançou 412 mboe/d, representando um novo recorde de produção. Esta produção foi realizada em apenas 21 poços, com destaque para o nível relativamente elevado de produtividade dos campos do pré-sal que foram descobertos. Dez desses poços estão localizados na Bacia de Santos e foram responsáveis por 59% da produção (240 mboe/d). Além disso, conseguimos reduzir o tempo necessário para a perfuração e complementação de poços no *cluster* do pré-sal da bacia de Santos. Em janeiro de 2014, perfurados e concluímos o SPH-5, localizado no campo de Sapinhoá, com uma profundidade final de 2.126 metros em 109 dias; 60 dias para perfuração e 49 dias para a conclusão do poço.

Estamos também desenvolvendo campos do pós-sal da Bacia de Santos. A FPSO Cidade de Itajaí, em Baúna (antiga Tiro e Sidon) começou a operar em fevereiro de 2013. A FPSO tem uma capacidade de produção de 80 mil bbl/d de petróleo e 70,6 milhões de pés cúbicos/d (2 mmm³/d) de gás natural.

Bacia do Espírito Santo

De 2000 a 2007, fizemos importantes descobertas nos campos de Golfinho, Camurupim e Camurupim Norte. Mais recentemente, fizemos descobertas adicionais, ainda sob avaliação, nos campos de Parque dos Doces, Parque dos Deuses e Parque dos Cachorros.

Durante o ano de 2013, produzimos petróleo de 45 campos a uma taxa média de 48,8 mbbbl/d, e nossa produção média diária de gás natural foi de 182,2 milhões de pés cúbicos/d (4,8 mmm³/d). As reservas de petróleo bruto e gás natural provadas na Bacia de Espírito Santo representaram 0,6% e 3,7% do total de nossas reservas provadas de petróleo bruto e gás natural no Brasil, respectivamente, em 2013.

Em 31 de dezembro de 2013, detínhamos os direitos de exploração de 16 blocos (10 em terra e seis *offshore*) e 10 planos de exploração *offshore*, perfazendo um total de 9.910 km² (2,4 milhões de hectares) na Bacia do Espírito Santo. Em 2013, fizemos duas descobertas na área de pós-sal, conhecidas como São Bernardo e Arjuna.

Bacia de Sergipe-Alagoas

A Bacia de Sergipe-Alagoas é uma das nossas novas fronteiras em regiões *offshore*. No ano de 2013, as reservas provadas de petróleo bruto e gás natural na Bacia de Sergipe-Alagoas representaram 1,7% e 2,3% do total de nossas reservas provadas de petróleo bruto e gás natural no Brasil, respectivamente. O nosso nível de produção

agregada na Bacia Sergipe-Alagoas foi de 46,9 mbbbl/d de petróleo e 72,7 milhões de pés cúbicos/d (1,9 mmm³/d) de gás natural.

Durante 2013, continuamos a confirmar a existência de recursos de petróleo e gás através de nossos planos de exploração, e fizemos novas descobertas nas áreas informalmente denominadas Muriú, Moita Bonita, Farfan, Cumbe e Barra-1. Todas elas estão em águas ultraprofundas, a quase 100 km da costa de Aracaju. Em 31 de dezembro de 2013, detínhamos os direitos sobre um bloco exploratório e sete planos de exploração na Bacia de Sergipe-Alagoas, com um total de 5.917 km² (1,4 milhões de hectares).

Outras Bacias

Produzimos hidrocarbonetos e mantemos áreas de exploração em 20 outras bacias no Brasil. Enquanto a nossa produção em terra ocorre principalmente em campos maduros, pretendemos manter e aumentar ligeiramente a produção destes campos no futuro usando métodos de recuperação avançada. Em 2013, a produção dessas outras bacias totalizaram 167,7 mbbbl/d de petróleo e 316,2 milhões de pés cúbicos/d (8,4 mmm³/d) de gás natural.

O potencial mais importante para o sucesso exploratório dentro de nossas outras bacias está na margem equatorial e sul da Bahia.

Recursos Críticos em Exploração e Produção

Procuramos desenvolver e reter os recursos críticos que são necessários para atender às nossas metas de produção. As plataformas de perfuração são um recurso importante para nossas operações de exploração e produção e a expansão da frota exige tempo de espera substancial. Quando descobrimos o pré-sal, em 2006, nossas atividades foram limitadas pela disponibilidade de equipamentos, mas nossos esforços subsequentes para arrendar equipamentos adicionais eliminaram essa restrição. Considerando que, em 2008, existiam apenas três sondas capazes de perfurar em águas mais profundas do que 2.000 metros (6.560 pés), tínhamos 40 em 31 de dezembro de 2013. Acreditamos que agora temos equipamentos suficientes para atender nossas metas de produção de longo prazo, mas vamos continuar a avaliar nossas necessidades de perfuração para ajustar a nossa frota, conforme necessário.

Além de locação de equipamentos adicionais que estão agora em operação no Brasil, os quais foram construídos com nível internacional, estamos trabalhando desde 2008 para desenvolver a capacidade de construir sondas de perfuração no Brasil. Concedemos contratos para 28 sondas adicionais a serem construídas no Brasil para atender às nossas necessidades de longo prazo e satisfazer as exigências de conteúdo local no Brasil, decorrentes do Contrato de Cessão Onerosa e contratos de concessão obtidos em posteriores rodadas de licitações de exploração no Brasil. Esperamos que esses equipamentos sejam entregues a partir de 2015 até 2020 e substituam ou complementem a frota existente no Brasil. Os contratos para construir as 28 sondas foram concedidos à Sete Brasil S.A. (Sete BR), empresa brasileira da qual a Petrobras detém uma participação de 10%.

	Unidades de perfuração em uso para Exploração e Produção em 31 de dezembro de cada ano					
	2013		2012		2011	
	Alugada	Própria	Alugada	Própria	Alugada	Própria
Onshore	12	10	24	11	17	11
Offshore, por profundidade d'água (WD)	61	7	65	9	54	8
Plataformas Jack-up	-	3	-	5	1	4
Plataformas flutuantes	61	4	65	4	53	4
500-999 metros WD	4	2	6	2	8	2
1000-999 metros WD	17	2	19	2	26	2
2000-999 metros WD	40	-	40	-	19	-

A fim de avançar com nossos planos de exploração e produção, precisamos também garantir um número de navios especializados para ligar os poços e as FPSOs, além da construção submarina. Em especial, temos de

aumentar a frota de PLSVs disponíveis para nós. Atualmente, temos 11 PLSVs alugadas e esperamos a chegada de mais oito PLSVs alugadas ao Brasil durante 2014 e outras onze até 2017 para nos ajudar a atingir nossas metas de produção.

Refino, Transporte e Comercialização

Refino, Transporte e Comercialização - Principais Estatísticas			
	2013	2012	2011
	(US\$ em milhões)		
Refino, Transporte e Comercialização:			
Receitas de vendas.....	111.051	116.710	118.630
Receita (prejuízo) antes do imposto de renda.....	(12.417)	(17.699)	(8.753)
Imobilizado e equipamentos.....	66.200	63.463	54.629
Despesas de capital e investimentos.....	14.243	14.745	16.133

Somos uma empresa integrada com uma parcela de mercado dominante em nosso mercado doméstico. Possuímos e operamos 12 refinarias no Brasil, com uma capacidade de destilação total líquida de 2.102 mbbbl/d, sendo uma das maiores refinarias do mundo. Em 31 de dezembro de 2013, operávamos substancialmente toda a capacidade total de refino do Brasil. Nós atendemos quase todas as necessidades de produtos refinados de atacadistas terceiros, exportadores e empresas petroquímicas, além de as necessidades do nosso segmento de Distribuição. Operamos uma grande e complexa infraestrutura de dutos, terminais e uma frota de navios para o transporte de derivados de petróleo e petróleo bruto para os mercados interno e externo. A maioria de nossas refinarias está localizada próxima de nossos dutos de petróleo, instalações de armazenamento, dutos de produtos refinados e principais instalações petroquímicas, facilitando o acesso às fontes de petróleo bruto e usuários finais.

O mercado brasileiro tem se caracterizado, desde 2010, por altas taxas de crescimento do consumo de derivados de petróleo, impulsionadas principalmente pelo crescimento econômico, aumento da renda real e pelo declínio da produção nacional de etanol. Como o consumo do petróleo nacional cresceu mais rápido que a nossa produção de petróleo, deixamos de ser um exportador líquido de petróleo e derivados e passamos a ser um importador líquido.

Nosso segmento de Refino, Transporte e Comercialização também inclui (i) operações petroquímicas que agregam valor aos hidrocarbonetos que produzimos e atendem as necessidades do crescimento da economia brasileira e (ii) extração e processamento de xisto.

Participamos de operações de refino, transporte e comercialização fora do Brasil através de nosso segmento de negócios internacionais. Vide "Internacional".

Refino

Nossa capacidade de destilação de petróleo bruto no Brasil, em 31 de dezembro de 2013, era de 2.102 mil barris/d e nossa produção média em 2013 foi de 2.074 mil barris/d.

A tabela a seguir mostra a capacidade instalada de nossas refinarias brasileiras em 31 de dezembro de 2013, e as médias diárias de produção de nossas refinarias no Brasil, em 2013, 2012 e 2011.

Capacidade e Rendimento Médio das Refinarias

Nome (nome alternativo)	Localização	Capacidade de destilação bruta em 31 de dezembro de 2013 (mbbl/d)	Rendimento médio*		
			2013	2012 (mbbl/d)	2011
LUBNOR	Fortaleza (CE)	8	8	8	7
RECAP (Capuava)	Capuava (SP)	53	53	53	43
REDUC (Duque de Caxias)	Rio de Janeiro (RJ)	239	282	263	254
REFAP (Alberto Pasqualini)	Canoas (RS)	201	197	154	148
REGAP (Gabriel Passos)	Betim (MG)	157	150	145	129
REMAN (Isaac Sabbá)	Manaus (AM)	46	42	38	42
REPAR (Presidente Getúlio Vargas)	Araucária (PR)	208	194	199	193
REPLAN (Paulínia)	Paulínia (SP) São Jose dos	415	421	387	373
REVAP (Henrique Lage)	Campos (SP)	252	234	248	240
RLAM (Landulpho Alves)	Mataripe (BA)	306	279	239	233
RPBC (Presidente Bernardes)	Cubatão (SP)	178	177	172	166
RPCC (Potiguar Clara Camarão)	Guamaré (RN)	38	37	37	34
Rendimento Médio de Petróleo Bruto		2.102	2.029	1.898	1.815
Rendimento Médio de LGN		-	45	46	47
Rendimento médio		-	2.074	1.944	1.862

*Considere o processamento de petróleo e LGN (matéria-prima fresca)

Nos últimos anos, temos feito investimentos substanciais em nosso sistema de refinaria para os seguintes fins:

- Melhorar a qualidade da gasolina e diesel para cumprir com as regulamentações ambientais mais rigorosas;
- Aumentar a flexibilidade petróleo bruto para processar mais petróleo brasileiro, aproveitando os diferenciais de preços de petróleo leve/pesado;
- Aumentar a conversão de resíduos; e
- Reduzir o impacto ambiental de nossas operações de refino.

Em 2013, investimos um total de US\$ 3.162 milhões em nossas refinarias, dos quais US\$ 2.512 milhões foram investidos em unidades de hidrotreatamento para melhorar a qualidade do nosso óleo diesel e gasolina e US\$ 174.000 milhões em unidades de coque para converter o petróleo pesado em produtos leves.

Nossos esforços de modernização para atender aos padrões mais rigorosos e melhorar as instalações de nossas refinarias existentes começaram em 2005 e foram, em grande parte, concluídos. Até o final de 2013, todas as nossas refinarias eram capazes de produzir um teor máximo de enxofre para o diesel de 500 ppm, e sete de nossas refinarias (RLAM, REGAP, REPLAN, RECAP, REVAP, REDUC e REPAR) tinham capacidade de produção de 10 ppm de enxofre diesel.

REGAP completou seu aumento de qualidade Diesel em janeiro de 2014 e aumentou sua capacidade de produção de Diesel S-10. Durante o ano de 2014, os principais projetos que estarão em construção serão as

unidades de hidrotratamento de RPBC e REFAP, o que resultará numa capacidade de produção de 10 ppm de enxofre do diesel.

Principais Projetos da Refinaria

O Brasil tem uma das maiores taxas de crescimento da demanda no mundo para combustíveis de transporte, principalmente a gasolina, diesel e combustível de aviação. Estamos planejando expansões de capacidade para atender às necessidades deste mercado em crescimento e agregar valor aos nossos volumes crescentes de produção de petróleo no Brasil. Atualmente, estamos construindo duas novas instalações de refino:

- Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro - Comperj, um complexo de refino e petroquímico integrado. Começamos as fundações em 2008 e a construção em 2010. A operação de 165 mbb/d de refino está programada para iniciar operações em 2016 e, em 31 de dezembro de 2013, completamos cerca de 66,3% da construção e investimos US\$7,6 bilhões; e
- Abreu e Lima - RNEST, uma refinaria no Nordeste do Brasil, projetada para processar 230 mil barris/d de petróleo bruto para produzir 162 mil barris/d de diesel com baixo teor de enxofre (10 ppm), bem como GLP, nafta, óleo combustível para navios e coque de petróleo. Esperamos que as unidades entrem em operação no último trimestre de 2014, e, em 31 de dezembro de 2013, completamos cerca de 84,3% da construção e investimos US\$14,8 bilhões.

Nós também incluímos em nosso Plano 2014-2018 duas novas refinarias no nordeste do Brasil, que serão licitadas para a construção. Esperamos iniciar a licitação para a construção das seguintes refinarias em 2014:

- Premium I, no Estado do Maranhão, está sendo projetada para processar petróleo bruto pesado de 24° API, maximizar a produção de diesel de baixo enxofre e produzir GLP, nafta, querosene de baixo enxofre, óleo combustível para navios e coque de petróleo. Esta refinaria será construída em duas fases de 300 mbb/d cada; e
- A Premium II, no Estado do Ceará, com capacidade de processamento de 300 mbb/d/dia e vai seguir as mesmas especificações da Premium I.

As instalações Premium serão capaz de reduzir os custos e obter eficiências através da simplificação e padronização dos projetos.

As tabelas a seguir resumem a nossa produção nacional de derivados de petróleo e as vendas consolidadas por produto nos últimos três anos.

Produção nacional de derivados de petróleo: Operações de refino e comercialização, mbb/d (1)			
	2013	2012	2011
Diesel.....	850	782	745
Gasolina	491	438	395
Óleo combustível	255	238	234
Nafta	90	106	109
GLP	137	143	137
Combustível de avião	96	93	93
Outro.....	206	196	183
Produção nacional total de derivados de petróleo.....	2.124	1.997	1.896
Capacidade instalada	2.102	2.018	2.013
Utilização da Destilação Bruta (%)	97	94	90
Petróleo Bruto Nacional por % de Matéria-Prima			
Processada	82	82	82

(1) Os volumes de saída são maiores do que volumes de produção devido a ganhos durante o processo de refino

Volumes de vendas consolidado, mbb/d			
	2013	2012	2011
Diesel.....	984	937	880
Gasolina.....	590	570	489
Óleo combustível.....	98	84	82
Nafta.....	171	165	167
GLP.....	231	224	224
Combustível de avião.....	106	106	101
Outro.....	203	199	188
Total de produtos de petróleo.....	2.383	2.285	2.131
Etanol, fertilizantes nitrogenados, energias renováveis e outros produtos.....	91	83	86
Gás Natural.....	409	357	304
Total mercado nacional.....	2.883	2.725	2.521
Exportações.....	395	554	633
Vendas internacionais.....	514	506	563
Total mercado internacional.....	909	1.060	1.196
Volumes de vendas totais.....	3.792	3.785	3.717

Compromissos de Entrega

Nós vendemos o petróleo bruto através de contratos de longo prazo e entrega imediata. Nossos contratos de longo prazo especificam a entrega de quantidades fixas e determináveis, sujeitas a uma negociação de preços com terceiros, baseados em entrega a entrega. Comprometemos, através de contratos de longo prazo, a fornecer um total de aproximadamente 240 mbb/d em 2014. Acreditamos que nossas reservas provadas nacionais serão suficientes para permitir a entrega de todos os volumes contratados. Para 2014, aproximadamente 75% do nosso petróleo bruto exportado será comprometido para cumprir os nossos compromissos de entrega contratuais a terceiros.

Importações e Exportações

Nossas importações e exportações de derivados de petróleo dependem de nossa produção na refinaria e os níveis de demanda no Brasil. Grande parte do petróleo que produzimos no Brasil é pesado ou intermediário. Devemos, portanto, importar algum petróleo leve para equilibrar os níveis de nossas refinarias e exportar petróleo bruto mais pesado que não tivermos a capacidade de processar. Nós também importamos derivados de petróleo para equilibrar qualquer diferença entre a produção de nossas refinarias brasileiras e a demanda do mercado para cada produto.

A demanda por produtos de petróleo no Brasil aumentou rapidamente entre 2010 e 2012, a uma média de 7,9% ao ano. De 2010 a 2012, atendemos a este crescimento da procura principalmente pelo aumento das importações, já que a nossa capacidade de refino foi insuficiente para atender à demanda crescente.

Em 2013, devido aos resultados positivos dos investimentos de modernização, nossas refinarias brasileiras expandiram a sua produção em 6%, enquanto o consumo aumentou 4,1%. Isso levou a uma diminuição das importações de derivados de petróleo, em comparação com 2012. O aumento da produção de refino foi atendido pelo processamento de maiores volumes tanto do nosso petróleo nacional como do petróleo importado. O resultado foi uma redução de nossas importações de produtos, mas também um aumento de nossas importações de petróleo e uma queda nas nossas exportações de petróleo.

Nós exportamos produtos de petróleo que nossas refinarias produzem em excesso de demanda do mercado brasileiro, que é, em grande parte, de óleo combustível. A capacidade de refino adicional em fase de construção irá ajudar a reduzir as nossas necessidades de importação de produtos, mas vamos continuar a precisar de importações do produto por um futuro previsível.

A tabela abaixo mostra as nossas exportações e importações de petróleo bruto e derivados de petróleo, em 2013, 2012 e 2011:

Exportações e importações do petróleo bruto e produtos petrolíferos, mbb/d			
	2013	2012	2011
Exportações			
Petróleo bruto	207	364	428
Petróleo combustível (incluindo <i>bunker</i>)	151	153	160
Gasolina	0	1	5
Outro	35	30	38
Exportações totais	<u>393</u>	<u>548</u>	<u>631</u>
Importações			
Petróleo bruto	404	346	362
Diesel	174	190	199
GLP	63	53	61
Gasolina	32	87	43
Nafta	83	58	64
Outro	37	45	20
Total de importações	<u>793</u>	<u>779</u>	<u>749</u>

Logística e Infraestrutura para Petróleo e Derivados

Possuímos e operamos uma extensa rede de produtos de petróleo e oleodutos no Brasil que conectam nossos terminais, refinarias e outros pontos de distribuição primária. Em 31 de dezembro de 2013, nossas linhas *onshore* e *offshore*, de petróleo e oleodutos, estendeu-se em 19.313 km (9.525 milhas). Operamos 27 terminais de armazenamento marinhos e outros 21 parques de reservatórios com capacidade de armazenamento agregado nominal de 64 milhões de barris. Nossos terminais marítimos lidam com uma média de 10.019 navios e barcaças de petróleo por ano. Estamos trabalhando em parceria com outras empresas para desenvolver e expandir o alcoolduto do Brasil e a rede de logística.

Operamos uma frota de navios próprios e fretados. Eles fornecem serviços de transporte entre nossas bacias produtoras na costa do Brasil e o continente brasileiro, além do transporte para outras partes da América do Sul e internacionalmente. A frota inclui navios de casco duplo, que operam internacionalmente, quando necessário, e navios de casco simples, que operam somente no Brasil. Estamos aumentando a nossa frota de navios próprios para substituir os navios mais antigos, diminuir a nossa dependência dos navios fretados e a exposição a taxas de afretamento atreladas ao dólar dos EUA, além de acomodar os crescentes volumes de produção. Os upgrades deve incluir a substituição de petroleiros de casco simples por embarcações de casco duplo e substituir embarcações chegando ao fim dos seus 25 anos de vida útil. A nossa estratégia de longo prazo continua a se concentrar na flexibilidade proporcionada pela operação de uma combinação de embarcações próprias e fretadas.

Três novos navios petroleiros foram entregues à Transpetro em 2013. Outros 39 navios estão programados para serem entregues entre 2014 e 2020, que serão construídos em estaleiros brasileiros. Além disso, a Transpetro contratou 20 comboios (cada um composto de quatro barcaças e de um rebocador) para o transporte de biocombustíveis sobre a hidrovía Tietê-Paraná.

A tabela abaixo mostra a nossa frota operacional e as embarcações sob contrato em 31 de dezembro de 2013.

Navios próprios e fretados em operação e em Contratos de Construção em 31 dezembro de 2013				
	Em Operação		Sob Contrato/Construção	
	Número	Capacidade de toneladas de porte bruto	Número	Capacidade de toneladas de porte bruto
Frota Própria:				
Petroleiros	49	3.957.389	31	3.200.000
Petroleiros GLP	6	40.171	8	42.000
Embarcações AHTS	1	2.163	0	0
Embarcações FSO	0	0	0	0
Embarcação Layed-up	1	28.903	0	0
Total.....	57	4.028.626	39	3.242.000
Navios fretados:				
Petroleiros	203	18.383.200	-	-
Petroleiros GLP	12	249.547	-	-
Total.....	215	18.632.747	-	-

Petroquímica

Nossas operações petroquímicas fornecem uma saída para nossos crescentes volumes de produção de gás e de outros produtos refinados, que aumentam o seu valor e fornecem um substituto para os produtos que são de outra maneira importados. A nossa estratégia é operar de forma integrada aos demais negócios da Petrobras, de preferência por meio de parcerias com outras empresas.

Entramos em nossas operações petroquímicas através das seguintes subsidiárias, entidades controladas e coligadas:

	mmt/ano (capacidade nominal)	Interesse da Petrobras (%)
Braskem(1):		
Etileno	3,95	
Polietileno.....	3,03	36,20
Polipropileno	3,95	
DETEN Química S.A.:		
LAB ⁽¹⁾	0,22	
LABSA ⁽¹⁾	0,08	27,88
METANOR S.A./COPENOR S.A.:		
Metanol	0,08	
Formaldeído	0,09	34,54
Hexamina.....	0,01	
FCC Fábrica Carioca de Catalisadores S.A.:		
Catalisadores	0,04	
Aditivos.....	0,01	50,00
PETROQUÍMICASUAPE COMPLEX⁽²⁾:		
Ácido Tereftálico Purificado - PTA.....	0,70	
Politereftalato de etileno - PET	0,45	100,00
Filamentos têxteis de polímeros e poliéster	0,24	
PETROCOQUE S.A.:		
Coque de petróleo calcinado	0,50	50,00

(1) Matéria-prima para a produção de detergentes biodegradáveis.

(2) A unidade de PTA iniciou suas operações em janeiro de 2013 e as operações de PET devem começar no segundo trimestre de 2014.

Nossos investimentos em companhias petroquímicas chegaram a US\$ 2.285 milhões e o maior investimento foi na Braskem S.A. (Braskem), a maior empresa petroquímica do Brasil.

Temos dois novos projetos petroquímicos em construção ou em vários estágios de engenharia ou desenho:

- Companhia de Coque Calcinado de Petróleo—Coquepar: planta de coque calcinado de petróleo no Estado do Paraná, com capacidade de 0,35 milhão de t/ano; e
- Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro—Comperj: o âmbito deste projeto ainda não foi determinado. Esta instalação petroquímica vai utilizar gás natural da Petrobras como matéria-prima e seu projeto será realizado pela Braskem.

Em setembro de 2013, a Petrobras assinou um contrato para vender 100% de sua participação acionária na Petroquímica Innova SA a Videolar SA e seu controle acionário por R\$ 870 milhões (cerca de US\$372 milhões dólares), incluindo a absorção por parte dos compradores de aproximadamente R\$ 23 milhões em dívidas. A conclusão da transação está sujeita a determinadas condições precedentes, incluindo a aprovação pela Autoridade Antitruste Brasileira - CADE.

Distribuição

Distribuição - Principais Estatísticas			
	2013	2012	2011
	(US\$ em milhões)		
Distribuição:			
Receitas de vendas.....	41.365	40.712	44.001
Receita (prejuízo) antes do imposto de renda	1.323	1.386	1.134
Imobilizado e equipamentos.....	2.672	2.733	2.510
Despesas de capital e investimentos.....	514	666	679

Somos a distribuidora líder de produtos de petróleo do Brasil, operando através de nossa própria rede de varejo, de nossos próprios canais de atacado e com o fornecimento para outros atacadistas e varejistas de combustível. Nosso segmento de Distribuição vende derivados de petróleo que são produzidos principalmente pelo nosso Segmento de Refino, Transporte e Marketing, ou RTM, e trabalha para expandir o mercado interno para estes produtos de petróleo e de outros combustíveis, inclusive GLP, etanol e biodiesel.

O foco principal do nosso segmento de Distribuição é o seguinte:

- Liderar o mercado na distribuição nacional de produtos de petróleo e biocombustíveis, aumentando nossa participação de mercado e o lucro através de uma cadeia de suprimentos integrada; e
- Ser a marca preferida dos nossos consumidores sem deixar de preservar e promover a responsabilidade social e ambiental.

Nós mantemos o fornecimento e operamos a Petrobras Distribuidora, que responde por 37,5% do mercado de distribuição de varejo e atacado brasileiro total. A Petrobras Distribuidora distribui produtos de petróleo, etanol e biodiesel e gás natural veicular para os clientes de varejo, comerciais e industriais. Em 2013, a Petrobras Distribuidora vendeu o equivalente a 925,2 mbbbl/dia de derivados de petróleo e de outros combustíveis para os clientes de atacado e varejo, dos quais a maior parte (42,7%) foi diesel.

Em 31 de dezembro de 2013, nossa marca rede de postos da Petrobras Distribuidora foi o comerciante líder do varejo do Brasil, com 7.710 estações de serviço, ou 19,7% dos postos no Brasil. Os postos próprios e franqueados da Petrobras Distribuidora compõem 29,9% das vendas no varejo de diesel, gasolina, etanol, gás natural veicular e lubrificantes do Brasil.

A maioria dos postos da Petrobras Distribuidora são de propriedade de franqueados que utilizam a marca Petrobras Distribuidora sob licença e compram exclusivamente de nós; nós também fornecemos aos franqueados

o suporte técnico, treinamento e publicidade. Possuímos 632 dos postos Petrobras Distribuidora e somos obrigados por lei a subcontratar a operação desses postos próprios para terceiros. Acreditamos que a nossa posição de participação de mercado tem o suporte de uma imagem da marca Petrobras Distribuidora forte e pela remodelação dos postos de serviço e centros de lubrificação e lojas de conveniência.

Nossa distribuição atacadista de produtos derivados do petróleo e biocombustíveis sob a marca Petrobras Distribuidora para clientes comerciais e industriais é responsável por 55% do mercado atacadista total brasileiro. Nossos clientes incluem empresas de aviação, transporte e indústrias, bem como serviços públicos e entidades governamentais.

Nosso negócio de distribuição de GLP - a Liquigás Distribuidora - detinha uma participação de mercado de 22,7% e ficou em segundo lugar em vendas de GLP no Brasil, em 2013, de acordo com a ANP.

Participamos do setor de varejo em outros países da América do Sul através de nosso segmento de negócios internacionais. Vide "Internacional".

Gás e Energia

Gás e Energia - Principais Estatísticas			
	2013	2012	2011
	(US\$ em milhões)		
Gás e Energia:			
Receitas de vendas	14.017	11.803	9.738
Receita (prejuízo) antes do imposto de renda	921	1.277	2.725
Imobilizado e equipamentos	20.882	21.585	21.968
Despesas de capital e investimentos	2.716	2.113	2.293

Nosso segmento de Gás e Energia compreende transmissão e distribuição de gás, regaseificação de GNL, a fabricação de fertilizantes à base de nitrogênio, a geração de energia a gás e flex-fuel, e geração de energia a partir de fontes renováveis, incluindo a energia solar, eólica e hidrelétrica em pequena escala.

O foco principal do nosso segmento de Gás e Energia é o seguinte:

- Agregar valor por monetizar os recursos de gás natural da Petrobras;
- Garantir flexibilidade e confiabilidade no fornecimento de gás natural;
- Consolidar o nosso negócio de energia elétrica, explorando sinergias entre a nossa oferta de gás natural e capacidades de geração de energia, juntamente com a expansão de nossas atividades de comercialização de energia elétrica; e
- Agregar valor ao gás natural, processando quimicamente tais recursos, priorizando fertilizantes nitrogenados e outros produtos de valor agregado.

Como resultado de nossos esforços para desenvolver o mercado, o gás natural em 2012 atendeu a 11,5% do total da demanda de energia do Brasil, em comparação com 3,7% em 1998, e se projeta que forneça 16% das demandas totais de energia do Brasil até 2022, de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética, vinculada ao da MME.

Gás Natural

Temos três principais mercados para o gás natural:

- Clientes industriais, comerciais e de varejo;
- Geração termelétrica; e
- Consumo por nossas refinarias e fábricas de fertilizantes.

O consumo de gás natural no Brasil por consumidores industriais, comerciais e de varejo em 2013 foi de 40,9 mmm³/d, representando uma redução de apenas 0,4% em comparação com 2012. Esta pequena diminuição é atribuível principalmente ao baixo crescimento econômico do Brasil. O consumo de gás natural na indústria de geração de energia aumentou 73% de 2012 a 2013, devido às chuvas desfavoráveis, que reduziu os níveis de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas brasileiras. O consumo de gás natural por refinarias e fábricas de fertilizantes aumentou 3%.

Como resultado de um programa de desenvolvimento de infraestrutura de vários anos na rede de gasodutos que foi concluída em 2011, agora temos um sistema integrado centrado em torno de duas principais redes de gasodutos interligados, que nos permitem fornecer gás natural a partir de nossos campos principais de gás natural *offshore* de Santos, Campos e Espírito Santo, bem como a partir de três terminais de GNL e uma conexão de gasoduto com a Bolívia.

Atualmente, nossa rede de gasoduto tem uma extensão total de 9.190 quilômetros. Em 2013, investimos US\$ 987,67 milhões em nossa infraestrutura de gás natural, e em 2014, planejamos investir um adicional de US\$ 1.227,7 milhões para (i) melhorias em nosso sistema de transporte de gás dirigido principalmente para a expansão do Gasoduto Cabiúnas e sua capacidade de processamento de gás natural para receber até 459 milhões de pés cúbicos/d (13 mmm³/d) com a expectativa de aumento da produção de gás natural associada dos reservatórios do pré-sal na Bacia de Santos, (ii) desenvolvimento da planta de processamento do complexo petroquímico de Comperj para o processamento de 742 milhões de pés cúbicos/d (21 mmm³/d) de gás natural, também associado com os reservatórios do pré-sal na Bacia de Santos e (iii) a construção de dois gasodutos que ligam os nossos campos de produção de gás natural do pré-sal ao Terminal de Cabiúnas e a planta de processamento do Comperj. A expansão do Terminal de Cabiúnas está prevista para estar totalmente operacional em outubro de 2015 e a do Comperj está prevista para entrar em operação em outubro de 2016.

Também possuímos e operamos três terminais de GNL flexíveis utilizando três FSRUs (Unidades Flutuantes de Armazenamento e Regaseificação), uma na Baía de Guanabara (Estado do Rio de Janeiro), com uma capacidade de 706 milhões de pés cúbicos/d (20 mmm³/d), outra em Pecém (Ceará), no Nordeste do Brasil, com uma capacidade de 247 milhões de pés cúbicos/d (7 mmm³/d) e a última localizado na Baía de Todos os Santos (BA), com uma capacidade de 494 milhões de pés cúbicos/d (14 mmm³/d).

Em 2013, foram realizadas 88 operações de compra de carga – das quais 77 foram recebidas no Brasil (sendo uma de carga posteriormente exportada) e 11 diretamente revendidas no exterior.

Também possuímos e operamos quatro fábricas de processamento de gás natural.

O mapa abaixo mostra as nossas redes de gasodutos, terminais de GNL e plantas de processamento de gás natural.



Mantemos participações que variam de 24% a 100% em 21 de 27 empresas distribuidoras de gás locais do Brasil. Tínhamos cerca de 25% de participação de capital próprio no valor combinado de 2.207 milhões de pés cúbicos/d (62,5 mm³/d) de gás natural distribuído por empresas locais de distribuição do Brasil em 2013.

Segundo nossas estimativas, as nossas três participações mais significativas, a CEG Rio, Bahiagás e Gasmig, são o terceiro, quarto e quinto maiores distribuidores de gás do Brasil. Essas empresas, juntamente com os distribuidores independentes Comgás e CEG, abastecem 68% do mercado brasileiro.

Principais Holdings Distribuidoras de Gás Natural Locais

Nome	Estado	% de Participação no Grupo	Média de venda de gás em 2013 (mmm ³ /d)	Clientes ⁽¹⁾
CEG RIO	Rio de Janeiro	37,41	9,1	38.888
BAHIAGAS.....	Bahia	41,50	4,5	23.354
GASMIG.....	Minas Gerais	40,00	4,1	1.484
PETROBRAS DISTRIBUIDORA	Espírito Santo	100,00	3,0	27.386

(1) Unidades das lares e indústrias atendidas por empresas distribuidoras de gás locais.

A tabela abaixo mostra as fontes de nossa oferta de gás natural, as nossas vendas e o consumo interno de gás natural, além das receitas de nossas operações de distribuição de gás locais para cada um dos últimos três anos.

Fornecimento e vendas de gás natural no Brasil, mmm³/d

	2013	2012	2011
Fontes do fornecimento de gás natural			
Produção interna.....	40,8	39,5	34,1
Importado da Bolívia	30,5	27,0	27,1
GNL.....	14,5	8,4	1,6
Fornecimento total de gás natural.....	85,9	74,9	62,8
Vendas de gás natural			
Vendas a empresas locais de distribuição de gás ⁽¹⁾	38,6	39,3	39,8
Vendas para usinas termoelétricas	26,0	16,6	8,2
Vendas totais de gás natural.....	64,6	55,9	48,0
Consumo Interno (refinarias, fertilizantes e usinas de energia movidas a gás) ⁽²⁾	20,8	18,5	14,8
Receitas (U.S.\$ billion) ⁽³⁾	9,0	8,1	5,9

(1) Inclui as vendas para empresas de distribuição de gás locais em que temos participação acionária.

(2) Inclui o gás utilizado no sistema de transporte.

(3) Inclui receitas de vendas de gás natural do segmento de gás natural para outros segmentos operacionais, serviços e outras receitas provenientes de empresas de gás natural.

Compromissos de Longo Prazo para o Gás Natural

Quando começamos a construção do gasoduto Bolívia-Brasil, em 1996, a empresa assinou um contrato de fornecimento de gás a longo prazo, ou GSA, com a empresa estatal boliviana Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, ou YPFB, para a compra de determinados volumes mínimos de gás natural a preços vinculados ao preço do petróleo combustível internacional até o ano de 2019, após o qual o acordo pode ser prorrogado até que todo o volume contratado seja entregue.

Em 19 de dezembro de 2009, a Petrobras e a YPFB assinaram a quarta alteração do GSA, que prevê pagamentos adicionais anuais para a YPFB por líquidos contidos no gás natural comprado pela Petrobras através do GSA. Em fevereiro de 2010, a Petrobras pagou todas as obrigações devidas em 2007, mas a YPFB não cumpriu a condição precedente necessária para receber os pagamentos adicionais pelos os anos seguintes (após 2007). A Petrobras e a YPFB têm negociado diversos aspectos do GSA, incluindo os pagamentos de líquidos contidos no gás natural comprado nos anos posteriores (após 2007). Como resultado dessa negociação em curso, a Petrobras pode concordar em fazer pagamentos adicionais em troca de certas compensações a serem acordadas pela YPFB, mas

não é possível fornecer quaisquer estimativas de pagamento específicas para os anos seguintes. Portanto, nós não os consideramos em nossas obrigações contratuais do GSA previstas.

Nossas obrigações de volume no âmbito do regime *ship-or-pay* celebrado com a Gás Transboliviano (GTB) e Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) foram projetados, de forma geral, para corresponder com as nossas obrigações de compra de gás sob o GSA até 2019. As tabelas abaixo mostram nossos compromissos contratuais desses acordos para o período de cinco anos a partir de 2014 até 2018.

	2014	2015	2016	2017	2018
Compromissos de compra com a YPFB					
Obrigação de Volume (mmm ³ /d)(1)	24,06	24,06	24,06	24,06	24,6
Obrigação de Volume (mmcf/d)(1).....	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00
Projeção Brent de petróleo bruto (US\$) (2).....	100,00	100,00	100,00	100,00	95,00
Pagamentos estimados (US\$ milhões) (3)	2.730,08	2.591,10	2.574,50	2.569,80	2.467,30
Contrato Ship-or-pay com a GTB					
Compromisso de volume (mmm ³ /d)	30,08	30,08	30,08	30,08	30,08
Compromisso de Volume (mmcf/d)	1.062,26	1.062,26	1.062,26	1.062,26	1.062,26
Pagamentos estimados (US\$ milhões) (5)	139,14	139,82	140,51	141,21	141,21
Contrato Ship-or-pay com a TBG					
Obrigação de Volume (mmm ³ /d)(4)	35,28	35,28	35,28	35,28	35,28
Compromisso de Volume (mmcf/d)	1.246,09	1.246,09	1.246,09	1.246,09	1.246,09
Pagamentos estimados (US\$ milhões) (5)	524,21	564,24	527,97	530,03	532,50

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

(2) previsão de preç o *Brent* baseada em nosso Plano Estratégico 2030.

(3) Os pagamentos estimados são calculados usando os preç os do gás esperados para cada ano, com base em nossa previsão de preç os Brent. Os preç os do gás podem ser ajustados no futuro com base em cláusulas contratuais e as quantidades de gás natural comprado pela Petrobras pode variar anualmente.

(4) Inclui contratos *ship-or-pay* relativos ao aumento da capacidade da TBG.

(5) Valores calculados com base nos preç os atuais definidos nos contratos de transporte de gás natural.

Contratos de Venda de Gás

Nós vendemos nosso gás principalmente às distribuidoras locais de gás e às usinas operadas a gás, geralmente com base nos nossos contratos de longo prazo padrão do tipo *take-or-pay*. Estes contratos representam 74% do nosso volume total de vendas, e as fórmulas de preç o segundo estes contratos são indexados por uma cesta de óleo combustível internacional. Para manter a competitividade do nosso gás natural no mercado brasileiro, desde 2011 nós temos aplicado um desconto não-permanente aos preç os que cobramos segundo alguns de nossos contratos de venda de gás natural. Além disso, nós temos uma variedade de contratos de venda projetados para criar flexibilidade em atender a demanda do cliente com nossas capacidades de fornecimento de gás. Isso inclui contratos de venda de gás flexíveis e ininterruptos de longo prazo, mecanismos de preç o para contratos de curto prazo, preç es eletr nicos semanais e um tipo de contrato de venda de gás que consiste numa opção de entrega do vendedor com o propósito de auxiliar o equilíbrio do fornecimento de gás natural e demanda no caso de uma expedição baixa de gás natural de centrais elétricas alimentadas a gás. Neste caso, os volumes excedentes de gás natural são ofertados a consumidores finais que geralmente utilizam outras fontes de energia sem ser o gás natural.

Em 2013, renegociados alguns contratos de longo prazo de venda de gás natural existentes com empresa de distribuição local, a fim de promover ajustes adequados às demandas específicas do mercado, abrangendo extensões prazo para alguns contratos, prolongando o nosso portfólio de venda de gás natural. Continuamos oferecendo contratos de volumes de curto prazo por meio de preç es eletr nicos.

A tabela abaixo mostra os nossos compromissos de fornecimento de gás futuros de 2014 a 2018, incluindo as vendas de tanto das empresas locais de distribuição de gás e como das usinas termoeletricas.

Compromissos futuros de contratos de vendas de Gás Natural mmm³/d	2014	2015	2016	2017	2018
A empresas locais de distribuição de gás(1)					
Partes relacionadas (1).....	20,48	21,48	22,52	22,77	23,23
Terceiros.....	17,00	17,13	17,27	17,27	17,27
A usinas a gás					
Partes relacionadas (1).....	6,37	2,49	2,41	2,44	2,43
Terceiros.....	7,93	7,58	7,39	7,48	7,37
Total (2)	51,79	48,68	49,59	49,96	50,30
Receitas estimadas de contrato (US\$ bilhões) (3) (4).....	6,2	6,2	6,3	6,3	6,2

(1) Para os fins desta tabela, as "partes relacionadas" incluem todas as empresas de distribuição de gás locais e usinas de geração de energia em que temos participação acionária e "terceiros" referem-se a aqueles em que não temos uma participação acionária.

(2) Os volumes estimados são baseados em acordos *take or pay* em nossos contratos, volumes esperados e contratos em negociação (incluindo renovações de contratos existentes), não em vendas máximas.

(3) Os números mostram a receita líquida de impostos. As estimativas são baseadas nas vendas externas e não incluem consumo interno ou transferências.

(4) Os preços podem ser ajustados no futuro e os valores reais podem variar.

Vendas de Curto Prazo para o Gás Natural

Em 2009, contribuimos para o desenvolvimento de um mercado de curto prazo para as vendas de gás natural, com foco no mercado industrial. As vendas sob estes contratos de curto prazo foram realizadas por um sistema de pregão eletrônico. Estes pregões comercializaram volumes de gás natural reservados, mas não de outra forma utilizados, por distribuidoras locais de gás, e nos permitiu oferecer aos usuários preços finais mais competitivos.

Desde outubro de 2012, revisamos o pregão para que um contrato de curto prazo regularize todas as operações de vendas durante o período de um ano. Em média, 4,4 mmm³/d de gás natural foram vendidos sob contratos de curto prazo em 2009, com volumes atingindo 7,8 mmm³/d em 2010, 6,7 mmm³/d em 2011 e 6,6 mmm³/d em 2012. Em 2013, os volumes médios de gás natural fornecido nos termos do contrato de curto prazo foram de 0,7 mmm³/d, com entrega recorde de 3,1 mmm³/d em agosto de 2013.

Fertilizantes

Estamos expandindo a produção de fertilizantes nitrogenados, a fim de satisfazer as necessidades crescentes da agricultura brasileira para substituir importações e para expandir o mercado para a produção crescente de nosso gás natural associado.

Nossas unidades de fertilizantes na Bahia e Sergipe produzem amônia e ureia para o mercado brasileiro. Em junho de 2013, a Petrobras adquiriu uma fábrica de fertilizantes de nitrogênio localizada em Araucária, no Paraná, da Vale Fertilizantes S/A. Esta unidade tem a capacidade de produzir 700 mil t/ano de ureia e 50 mil t/ano de amônia.

A tabela abaixo mostra nossas vendas de amônia e ureia e as respectivas receitas nos últimos três anos:

	Amônia e Ureia (ton)		
	2013	2012	2011
Amônia.....	205.029	229.575	240.665
Ureia.....	1.071.827	848.000	831.462
Receitas (US\$ milhões).....	621	571	605

(1) Inclui as receitas de fertilizantes nitrogenados para o segmento de fertilizantes, serviços e outras receitas de empresas de fertilizantes.

Estamos atualmente construindo duas novas unidades para expandir nosso negócio de fertilizantes:

- UFN III, com capacidade para produzir 1,2 milhão de toneladas de ureia por ano e 70 mil t/a de amônia a partir de 2,2 mmm³/d de gás natural, com início de operações previsto para setembro de 2014; e
- UFN V, com capacidade para produzir 519,000 t/a de amônia a partir de 1,3 mmm³/d de gás natural, com início de operações previsto para abril de 2017;

Energia

As necessidades do setor elétrico brasileiro são supridas principalmente por usinas hidrelétricas (capacidade instalada de 85.657 MW), que respondem por 68% da capacidade de geração elétrica do Brasil. As usinas hidrelétricas são dependentes no nível anual de pluviosidade. Nos anos em que as chuvas são abundantes, as usinas hidrelétricas brasileiras geram mais energia elétrica e, conseqüentemente, menos geração de usinas termelétricas será exigida. A capacidade instalada total do Sistema Interligado Nacional (SIN) em 2013 foi de 125.774 MW. Desse total, 6.547,6 MW (ou 5,2%) estavam disponíveis a partir de 21 termelétricas que operamos. Essas plantas são projetadas para complementar a energia das usinas hidrelétricas.

Em 2013, as usinas hidrelétricas no Brasil geraram em média 47.318 MW, o que corresponde a 75% nas necessidades totais de energia elétrica do Brasil (média de 62.824 MW). A geração hidrelétrica é complementada por outras fontes de energia (eólica, carvão, nuclear, óleo combustível, óleo diesel e gás natural). A energia elétrica total gerada por essas fontes totalizou em média 12.750 MW em 2013 das quais nossas usinas termelétricas contribuíram com a média de 4.043 MW comparada à média de 2.699 MW em 2012 e 653 MW em 2011. Em 2013, investimos US\$245,64milhões em nosso segmento de energia.

Vendas de Energia Elétrica e Compromissos para Capacidade de Geração Futura

Pelo sistema brasileiro de preços de energia, uma usina pode vender apenas energia certificada pelo MME e que corresponda a uma fração de sua capacidade instalada. Essa certificação é concedida para garantir uma venda constante de capacidade comercial ao longo dos anos para cada usina, considerando seu papel no sistema brasileiro no sentido de complementar a energia hidrelétrica durante períodos de baixa pluviosidade. A quantia de capacidade certificada para cada usina é determinada por sua capacidade de geração de energia esperada ao longo do tempo.

A totalidade da capacidade certificada pelo MME (*garantia física*) pode ser vendida por meio de contratos de longo prazo em leilões para distribuidoras de energia (disponibilidade), contratos bilaterais de longo prazo executados com clientes livres e para atender às necessidades de energia de nossas próprias unidades.

Em troca da venda dessa capacidade certificada, as usinas termelétricas devem produzir energia quando solicitado pelo operador nacional (ONS). Além do pagamento da capacidade, as usinas termelétricas recebem da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) o reembolso de custos variáveis (previamente declarados ao MME para o cálculo de sua capacidade comercial certificada) em que tiverem incorrido quando solicitadas a gerar energia elétrica.

Para o ano de 2013, a capacidade comercial certificada pelo MME para todas as usinas termelétricas controladas por nós foi de em média 4.366 MW, embora nossa capacidade de geração total tenha sido de em média 6.547,6 MW em 2013. Do total médio de 4.583 MW de capacidade comercial disponível (ou lastro) para venda em 2013, cerca de 39% foi vendido na modalidade disponibilidade e cerca de 53% foi destinado com base em contratos bilaterais e autoprodução.

Nos termos dos contratos de disponibilidade, somos compensados com uma quantia fixa independentemente de gerar ou não energia. Além disso, independentemente de fornecer energia sob contratos

de disponibilidade, recebemos uma compensação adicional pela energia entregue que é estabelecida na data do leilão e é revisada anualmente com base em uma cesta de óleo combustível ajustada pela inflação.

Nossos compromissos futuros sob contratos bilaterais e autoprodução são de em média 2.394 MW em 2014, 2.367 MW em 2015 e 2.386 MW em 2016. Os acordos serão cumpridos gradualmente, com o último contrato expirando em 2008. À medida que os contratos bilaterais são cumpridos, venderemos nossa capacidade comercial certificada restante sob contratos bilaterais de médio prazo em novos leilões a serem promovidos pelo MME ou no mercado à vista.

A tabela abaixo mostra a evolução da capacidade instalada de nossas usinas termelétricas e a respectiva capacidade comercial certificada.

Capacidade Energética Instalada, Capacidade Comercial Certificada						
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Capacidade energética instalada e utilização						
Capacidade instalada (MW)	5.277	5.806	6.235	6.548	7.161	7.161
Capacidade comercial certificada (média de MW)	3.619	3.777	4.146	4.366	4.236	4.382
Compras (média de MW)	234	214	292	217	207	200
Capacidade comercial disponível (<i>Lastro</i>) (média de MW)	3.853	3.991	4.438	4.583	4.443	4.582

A tabela abaixo mostra a distribuição do nosso volume de vendas entre nossos clientes e nossas receitas nos últimos três anos:

Volumes de Energia Elétrica Vendidos (média de MW)			
	2013	2012	2011
Compromissos de vendas totais	4.247	4.438	3.991
Contratos bilaterais.....	2.056	2.318	2.000
Autoprodução	393	423	395
Leilões para distribuidoras	1.798	1.697	1.596
Volume de geração	3.983	2.699	653
Receitas (US\$ milhões) (1)	5.173	3.755	2.366

(1) Inclui receitas de vendas de energia elétrica do segmento de Energia a outros segmentos operadores, serviços e receitas de companhias de energia elétrica.

Energia Renovável

Investimos, sozinhos e em parceria com outras empresas, em fontes de geração de energia renovável no Brasil, como usinas eólicas e pequenas hidrelétricas. A capacidade de geração elétrica que temos (por meio de participações que detemos em empresas de energia renovável) é equivalente a 25,4 MW de capacidade hidrelétrica e 105,8 MW de capacidade eólica. Nós e nossos parceiros vendemos energia dessas usinas diretamente ao governo federal brasileiro por meio do programa de incentivo a energias renováveis (PROINFA) e dos leilões de “energia de reserva” de 2009.

Internacional

	Principais Indicadores Internacionais		
	2013	2012 (US\$ milhões)	2011
Internacional:			
Receitas de vendas	16.302	17.929	16.956
Lucro (prejuízo) antes de imposto de renda	2.035	1.933	2.117
Imobilizado	7.971	10.882	9.871
Despesas de capital e investimento.....	2.368	2.572	2.631

Além do Brasil, temos operações em 17 países, que abrangem todas as fases do setor de energia. Os principais focos de nossas operações internacionais são:

- Exploração e produção de petróleo e gás, particularmente na América Latina, na África e nos Estados Unidos;
- Manutenção da oferta de gás natural da Bolívia para atender à demanda do mercado brasileiro;
- Aumento da eficiência operacional de nosso segmento de distribuição internacional; e
- Manutenção da integridade operacional e otimização das operações de nossos ativos de refino.

Atividades Internacionais na Cadeia Produtiva

A maioria das nossas atividades internacionais está na exploração e produção de petróleo e gás. Atuamos há muito tempo na América Latina. No Golfo do México e na África Ocidental, focamos oportunidades para alavancar o conhecimento especializado em águas profundas que desenvolvemos no Brasil. Estamos desenvolvendo esforços exploratórios preliminares em outras regiões.

Em 2013, nossa produção líquida fora do Brasil atingiu em média 127,2 mbbl/d de petróleo cru e líquidos de gás natural e 560,4 mmcf/d (15,9 mmm³/d) de gás natural, representando 9,2% de nossa produção total em uma base equivalente de barris de petróleo. Em 2013, nossas despesas de capital e investimentos para exploração e produção internacional totalizaram US\$ 2,1 bilhões, o que representa 7,2% de nossas despesas de capital com exploração e produção.

Atividades Internacionais por Região e País

Além de explorar e produzir petróleo, nossas atividades internacionais incluem refino, petroquímicos, distribuição e atividades de gás e energia. Informações sobre nossa presença internacional, por região e país, são fornecidas no texto a seguir. Ver tabela no final desta seção para mais informações sobre nossos principais ativos internacionais de exploração e produção em desenvolvimento.

América do Sul

Estamos presentes na Argentina, na Bolívia, no Chile, na Colômbia, na Venezuela, no Peru, no Paraguai e no Uruguai. Em 2013, nossa produção líquida média na América do Sul (fora do Brasil) foi de 167,2 mboe/d, ou 76% de nossa produção internacional, comparada com 188,2 mboe/d, ou 75% de nossa produção internacional em 2012. As reservas na região representam 64% das nossas reservas internacionais. Nossas operações de produção de gás natural mais importantes fora do Brasil estão localizadas na Argentina e na Bolívia, onde produzimos uma média de 525,0 mmcp/d (14,9 mmm³/d) de gás natural em 2013, ou 94% de nossa produção internacional.

Nossa maior região operacional fora do Brasil é a Argentina, onde participamos de toda a cadeia de valor de energia, principalmente por meio da fatia de 67,2% na Petrobras Argentina S.A., ou PESA. Nossa principal

produção de petróleo está concentrada nos campos de Medanito, Entre Lomas, El Tordillo e La Tapera – Puesto Quiroga, e nossa principal produção de gás está concentrada nos campos de El Mangrullo e Río Neuquém, na Bacia de Neuquém e Santa Cruz I, na Bacia Austral. Em janeiro de 2014, anunciamos a venda da participação restante de 38,45% que tínhamos no campo de Puesto Hernandez à YPF por US\$ 40,7 milhões. Por meio de nossa participação na PESA, controlamos a Refinaria de Bahia Blanca, com capacidade de 30,5 mbbbl/d e participações acionárias na Refinaria Refinor/Campo Duran e em duas plantas petroquímicas na Argentina. Também controlamos 268 postos de abastecimento de combustíveis, três usinas de energia elétrica, Pichi Picún Leufú (hidrogeração) e Genelba (movidos a gás ciclo combinado) e Genelba Plus (movidos a gás), além de participações em uma empresa de transporte de gás natural chamada TGS (Transportadora Gas del Sur). Através da Petrobras Participaciones SL (Espanha), temos interesse na Mega Company, planta de separação de gás natural.

Na **Bolívia**, nossa produção de petróleo e gás vem principalmente dos campos de San Alberto, San Antonio e Itaú. Após a nacionalização dos hidrocarbonetos pelo governo boliviano em 1º de maio de 2006, celebramos novos contratos de partilha da produção, com base nos quais continuamos a operar os campos, mas todas as vendas de hidrocarbonetos devem ser feitas para a YPFB, com o direito à recuperação de nossos custos e participação nos lucros. Em 25 de janeiro de 2009, a Bolívia adotou uma nova constituição que proíbe a propriedade privada de recursos de petróleo e gás do país. Como resultado, não pudemos incluir nenhuma de nossas reservas bolivianas provadas em nossas reservas provadas consolidadas desde o final do ano de 2009. Continuamos a informar produção de nossas operações na Bolívia com base em nossos contratos existentes no país. Além disso, operamos campos de gás que fornecem gás ao Brasil e à Bolívia. Temos 11% de participação na GTB, proprietária da seção boliviana do gasoduto Bolívia-Brasil que transporta o gás natural que produzimos na Bolívia para o mercado brasileiro. Também temos 44,5% de participação na Transierra S.A., que controla o gasoduto Yacuiba-Rio Grande (Gasyrg), o qual liga os campos de San Alberto, San Antonio e Itaú ao gasoduto Bolívia-Brasil.

No **Chile**, os nossos ativos são constituídos por 253 estações de serviço, a distribuição e venda de combustíveis em aeroportos e uma fábrica de lubrificantes.

Na **Colômbia**, vendemos nossa subsidiária Petrobras Colombia Limited (PEC) à Perenco, por um valor total de US\$ 380 milhões, incluindo participações em blocos de produção terrestre e nos gasodutos de Colômbia e Alto Magdalena, com capacidade para 14.950 bpd e 9.180 bpd, respectivamente. A conclusão dessa transação está sujeita a condições precedentes habituais, como a aprovação pela Agência Nacional de Hidrocarbonetos (ANH). Nosso portfólio restante na cadeia produtiva da Colômbia inclui blocos de exploração em águas profundas e um bloco de exploração terrestre. Ver Nota 10 das nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas. Além disso, temos também 101 estações de serviço e uma fábrica de lubrificantes.

No **Paraguai**, os nossos ativos são constituídos por 166 estações de serviço, a distribuição e venda de combustível em dois aeroportos e uma planta de reabastecimento de GLP.

No **Peru**, vendemos nossa subsidiária Petrobras Energia Peru à *China National Petroleum Corporation* em novembro de 2013 por US\$ 2,6 bilhões, incluindo participações acionárias em três blocos (Lote X, 57 e 58). A conclusão dessa transação depende da aprovação dos governos chinês e peruano e do cumprimento de procedimentos estabelecidos no acordo operacional conjunto executado juntamente com a operação dos blocos Lote X, 57 e 58. Ver Nota 10 das nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas.

Na **Venezuela**, através da PESA, detemos participações minoritárias em quatro joint ventures com subsidiárias da Petróleos de Venezuela S.A., ou PDVSA, que detêm direitos de produção. A PDVSA é o acionista majoritário e operador.

No **Uruguai**, vendemos nossa participação nos blocos de exploração em águas profundas 3 e 4, localizados na Bacia de Punta del Este, à Shell em outubro de 2013 por US\$ 17 milhões. A conclusão dessa transação está sujeita às condições precedentes habituais, como a aprovação do governo uruguaio. Não temos nenhum outro portfólio de cadeia produtiva no país. Ver Nota 10 para nosso balanço financeiro consolidado auditado. Temos

operações de distribuição de combustíveis, incluindo 88 estações de serviço e também comercializarmos produtos marinhos, fertilizantes, asfalto e de produtos aeronáuticos e de distribuição. Nosso segmento de gás inclui duas empresas de distribuição de gás no Uruguai, ou seja, a Distribuidora de Gas Montevideo S.A. (com vendas de varejo em Montevideu), na qual ainda temos 100% de participação no capital, e a Conecta S.A. (com vendas comerciais nacionais), na qual temos 55% de participação no capital. Em maio de 2013, assinamos um acordo com a Administración Nacional de Combustibles, Alcoholes y Portland (ANCAP) para vender 50% da nossa participação na Distribuidora de Gas Montevideo SA por um valor total de US\$ 7,5 milhões. A conclusão dessa transação está sujeita às condições precedentes habituais, como a aprovação do governo uruguaio. Ver “—Gás e Energia”.

América do Norte

Nos **Estados Unidos**, focamos campos de águas profundas no Golfo do México. Em 31 de dezembro de 2013, tínhamos participações em 139 blocos em águas profundas, dos quais operamos 102. Nossa produção nos Estados Unidos em 2013 veio principalmente dos campos de Cascade, Chinook e Coulumb. Os campos de Cascade e Chinook começaram a produção de petróleo em fevereiro de 2012 e setembro de 2012, respectivamente. Esses projetos são a primeira operação do Golfo do México a usar uma plataforma FPSO (unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência). Outros ativos incluem os blocos de Saint Malo e Lucius, que atualmente estão em fase de desenvolvimento, e Tiber, entre outros, que estão atualmente em fase de exploração. Em 2013, delegamos participações em vários blocos, entre eles alguns em Gila, Coulomb, por (i) um valor total de US\$ 294 milhões, e (ii) ações em blocos exploratórios próximos do bloco de Tiber, no qual já temos participação. Ver Nota 10 para nosso balanço financeiro consolidado auditado. Também detemos 100% da Pasadena Refining System Inc., ou PRSI, e 100% da empresa comercial da PRSI, a PRSI Trading, LLC. A refinaria tem capacidade para 100 mbbbl/d.

Temos contratos de serviços sem risco por meio de nossa *joint venture* com a PTD Servicios Multiplos SRL para os blocos de Cuervito e Fronterizo na Bacia de Burgos do **México** desde 2003. Sob esses contratos, recebemos taxas por nossos serviços, mas qualquer produção é transferida para a estatal de petróleo mexicana Petróleos Mexicanos, ou Pemex.

África

Em junho de 2013, anunciamos uma *joint venture* com o BTG Pactual para explorar conjuntamente oportunidades de petróleo e gás na África, envolvendo substancialmente todos os nossos ativos de exploração e produção na África. Essa *joint venture*, que será nosso veículo primário para explorar essas oportunidades na África, foi formada pela aquisição, por parte do BRG Pactual, de 50% das ações lançadas pela Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&G), subsidiária totalmente pertencente à Petrobras International Braspetro B.V (PIBBV), por US\$ 1,548 bilhão.

Assim que a reestruturação corporativa da PO&G for concluída, nossa *joint venture* envolverá a sucursal da PIBBV localizada em Angola, as sucursais da PO&G localizadas em Benin, no Gabão e na Namíbia, além das subsidiárias da PIBBV Brasoil Oil Services Company (Nigéria) Ltd., da Petroleo Brasileiro Nigeria Ltd. e da Petrobras Tanzania Ltd. Ver Nota 10 das nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas.

Os ativos de nossa *joint venture* com o BTG Pactual incluem:

Em **Angola**, nossa produção do Bloco 2, que não operamos, além dos blocos 6/06, 18/06 e 26, todos em fase de exploração;

Em **Benin**, o Bloco 4, que está em fase de exploração;

No **Gabão**, os blocos Ntsina Marin e Mbeli Marin, que estão em fase de exploração;

Na **Namíbia**, o Bloco 2714A, que está em fase de exploração;

Na **Nigéria**, os campos de Agbami e Akpo, que estão ambos produzindo petróleo. Também temos participação no projeto do campo Egina, atualmente em fase de desenvolvimento, enquanto os campos de Preowei e Egina South estão sob avaliação; e

Na **Tanzânia**, dois blocos de exploração em águas profundas, Blocos 6 e 8.

Ásia

No **Japão**, controlamos a refinaria Nansei Sekiyu Kabushiki Kaisha (NSS), em Okinawa, com capacidade de 100 mbbbl/d, que atualmente produz produtos refinados como gasolina, diesel, óleo combustível e combustível para aviação.

Ativos de Exploração e Produção Internacional em Desenvolvimento

A tabela abaixo mostra nossos principais projetos de exploração e produção em desenvolvimento em 31 de dezembro de 2013.

Principais Ativos de Exploração e Produção Internacionais em Desenvolvimento					
Países	Principais projetos em desenvolvimento	Fase	Operado por	Participação da Petrobras (%)	
América do Sul					
1	Argentina(1)	Sierra Chata	Produção	Petrobras	46
		El Tordillo	Produção	Parceiro	36
		Santa Cruz I Oeste	Produção	Petrobras	50
		25 de Mayo – Medanito	Produção	Petrobras	100
		Río Neuquen	Produção	Petrobras	100
		Santa Cruz I	Produção	Petrobras	71
		El Mangrullo	Produção	Petrobras	100
		Entre Lomas	Produção	Petrobras	77
		Puesto Hernández(6)	Produção	Petrobras	38,45
2	Bolívia (2)	San Alberto	Produção	Petrobras	35
		San Antonio	Produção	Petrobras	35
		Itaú	Produção	Petrobras	30
3	Colômbia	Guando (6)	Produção	Petrobras	15
		Yalea (6)	Produção	Parceiro	50
		Espinal (6)	Produção	Petrobras	33
		Balay 1 (6)	Desenvolvimento	Petrobras	45
		Tayrona	Exploração	Petrobras	40
		Cebucan(6)	Exploração	Petrobras	50
4	Peru	Lote 10 (6)	Produção	Petrobras	100
		Lote 57 (6)	Desenvolvimento	Parceiro	46,16
		Lote 58 (6)	Exploração	Petrobras	100
5	Uruguai	Bloco 3 (6)	Exploração	Parceiro	40
		Bloco 4 (6)	Exploração	Petrobras	40
6	Venezuela (3)	Oritupano-Leona	Produção	Parceiro	22
		Acema	Produção	Parceiro	34
		La Concepción	Produção	Parceiro	36
		Mata	Produção	Parceiro	34

Principais Ativos de Exploração e Produção Internacionais em Desenvolvimento

Países	Principais projetos em desenvolvimento	Fase	Operado por	Participação da Petrobras (%)	
América do Norte					
7	México (4)	Cuervito	Produção	Petrobras	45
		Fronterizo	Produção	Petrobras	45
8	EUA	Cascade	Produção	Petrobras	100
		Chinook	Produção	Petrobras	66,67
		Cottonwood	Produção	Petrobras	100
		St. Malo	Desenvolvimento	Parceiro	25
		Tiber	Exploração	Parceiro	20
		Lucius	Desenvolvimento	Parceiro	9,6
África					
9	Angola ⁽⁵⁾	Bloco 2/85	Produção	Parceiro	27,5
		Bloco 6/06	Exploração	Petrobras	40
		Bloco 18/06	Exploração	Petrobras	30
		Bloco 26	Exploração	Petrobras	40
10	Benin ⁽⁵⁾	Bloco 4	Exploração	Parceiro	35
11	Gabão ⁽⁵⁾	Ntsina Marin	Exploração	Parceiro	50
		Mbeli Marin	Exploração	Parceiro	50
12	Namíbia ⁽⁵⁾	2714A	Exploração	Petrobras	30
13	Nigéria ⁽⁵⁾	Akpo	Produção	Parceiro	20
		Agbami	Produção	Parceiro	12,5
		Egina	Desenvolvimento	Parceiro	20
		Egina South	Exploração	Parceiro	20
		Preowei	Exploração	Parceiro	20
14	Tanzânia ⁽⁵⁾	Bloco 6	Exploração	Petrobras	38
		Bloco 8	Exploração	Petrobras	50

- (1) Todos os projetos de exploração e produção na Argentina são mantidos por meio de nossa participação indireta de 67,2% na Petrobras Argentina S.A.(PESA).
- (2) O contrato de partilha de produção, sob o qual as despesas da Petrobras são reembolsadas apenas se a exploração resultar em descobertas de petróleo economicamente viáveis.
- (3) *Joint venture* por meio da Petrobras Argentina S.A. (PESA).
- (4) Contrato de serviço sem risco, sob o qual as despesas da Petrobras são reembolsadas independentemente de a exploração resultar em descobertas de petróleo economicamente viáveis.
- (5) Desde junho de 2013, nossos projetos em Angola, Benin, Gabão, Namíbia, Nigéria e Tanzânia foram desenvolvidos por meio de uma *joint venture* entre a Petrobras International Braspetro B.V. e o BTG Pactual.
- (6) Ativos recentemente vendidos a terceiros. Ver Item 4. "Informações sobre a Empresa- Atividades Internacionais por Região e País".

Biocombustíveis

	Principais Estatísticas de Biocombustíveis		
	2013	2012	2011
	(US\$ milhões)		
Biocombustível:			
Receitas de venda	388	455	320
Lucro (prejuízo) antes de imposto de renda	(168)	(156)	(151)
Imobilizado	222	255	285
Despesas de capital	143	147	294

O Brasil é um líder global no uso e na produção de biocombustíveis. Hoje, 83,1% dos novos veículos leves vendidos no Brasil têm capacidade bicombustível (*flexfuel*), e os postos de combustíveis oferecem uma escolha de 100% de etanol e uma mistura de etanol/gasolina.

Biodiesel

Desde janeiro de 2010, todo o óleo diesel vendido no Brasil deve ter pelo menos 5% de biodiesel. Fornecemos 20% do biodiesel do Brasil e atuamos como um catalisador de mercado garantindo e misturando suprimentos de biodiesel e os fornecendo a distribuidores menores, além de nossos postos de combustíveis próprios. Controlamos diretamente plantas de biodiesel e, por meio de nossa participação de 50% na BSBIOS Indústria e Comércio de Biodiesel Sul Brasil S.A. (BSBIOS Sul Brasil), controlamos duas outras plantas. A capacidade de produção de biodiesel dessas cinco plantas totaliza 14,1 mbbbl/d, o que nos coloca entre os cinco maiores produtores de biodiesel do Brasil.

Etanol

Devido à nossa participação proprietária na Guarani S.A. (Guarani), o terceiro maior processador de cana-de-açúcar do Brasil, na Nova Fronteira Bioenergia S.A. (Nova Fronteira) e na Bambuí Bioenergia S.A. (Bambuí Bioenergia), também temos presença em toda a cadeia de produção de etanol, na produção e distribuição de etanol e na venda da energia elétrica gerada a partir da queima do bagaço da cana. Temos toda a infraestrutura necessária para a distribuição e exportação do etanol. Em 2013, investimos cerca de US\$ 104,3 milhões (R\$ 225,1 milhões) na Guarani, aumentando nossa participação de 35,8% para 39,6%.

Por meio de nossas empresas afiliadas Bambuí Bioenergia, Nova Fronteira e Guarani, também controlamos plantas de etanol situadas nos estados de Minas Gerais, São Paulo e Goiás e também uma planta de etanol em Moçambique, na África. A capacidade de moagem total dessas empresas afiliadas na safra 2013/2014 chegou a 25,5 mmt de cana-de-açúcar e a capacidade de produção total de etanol e açúcar de nossas empresas afiliadas atingiu 18,2 mbbbl/d e 1,6 mmt, respectivamente, comparada a 14,2 mbbbl/d e 1,6 mmt, respectivamente, na safra 2012/2013. Essas empresas afiliadas venderam 936 GWh de sobra de energia elétrica gerada durante a safra 2013/2014.

Em 2013, exportamos 733 mbbbl/a de etanol, 4,0% das exportações totais do Brasil, ante 545 mbbbl/a de etanol em 2012. Além disso, aumentamos o volume de etanol vendido fora do Brasil, que alcançou 712 mbbbl/a.

Corporativo

	Principais Estatísticas Corporativas		
	2013	2012	2011
	(US\$ milhões)		
Corporativo:			
Lucro (prejuízo) antes de imposto de renda	(7.818)	(6.999)	(5.003)
Imobilizado	3.312	3.204	3.022
Despesas de capital e investimentos	547	747	729

Nosso segmento corporativo envolve atividades que não podem ser atribuídas a outros segmentos, incluindo gestão financeira corporativa, despesas administrativas centrais, despesas atuariais relacionadas a nossos benefícios médicos e pensões para empregados aposentados e seus dependentes.

Estrutura Organizacional

Em 31 de dezembro de 2013, tínhamos 30 subsidiárias diretas e duas operações conjuntas diretas, conforme listado abaixo. 27 são entidades incorporadas com base nas leis do Brasil, e cinco são incorporadas no

exterior (incluindo a PifCo). Conforme indicado nas notas 10 e 38 das nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas, em 12 de fevereiro de 2014, a PGF adquiriu todas as ações emitidas em circulação da PifCo. Também temos subsidiárias indiretas (incluindo Petrobras Argentina S.A. e PGF). Ver Anexo 8.1 para uma lista completa de nossas subsidiárias e ações conjuntas, incluindo seus nomes completos, jurisdições de incorporação e nosso percentual de participação acionária.

Petrobras	
BRASIL	EXTERIOR
Petrobras Distribuidora S.A.	Petrobras Netherlands B.V. - PNBV
Petrobras Gás S.A. - Gaspetro	Petrobras International Braspetro - PIB BV
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	Petrobras International Finance Company - PifCo
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG	Braspetro Oil Services Company - Brasoil
Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco S.A. - Citepe	Cordoba Financial Services GmbH
Petrobras Biocombustível S.A. - PBIO	
Companhia Locadora de Equipamentos Petrolíferos S.A. - CLEP	
Companhia Petroquímica de Pernambuco S.A. - PetroquímicaSuape	
Liquigás Distribuidora S.A.	
Araucária Nitrogenados S.A.	
Termomacaé Ltda.	
Termoaçú S.A.	
INNOVA S.A. (*)	
5283 Participações Ltda.	
Breitener Energética S.A.	
Termobahia S.A.	
Termo Ceará Ltda.	
Arembepe Energia S.A.	
Petrobras Comercializadora de Energia Ltda. - PBEN	
Baixada Santista Energia S.A.	
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	
Energética Camaçari Muricy I Ltda.	
Termomacaé Comercializadora de Energia Ltda	
Petrobras Negócios Eletrônicos S.A. - E-Petro	
Downstream Participações Ltda.	
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC (**)	
Ibiritermo S.A. (**)	

(*) Classificados como ativos detidos para venda em 31 de dezembro de 2013, conforme estabelecido na nota 10 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

(**) *Joint Venture*

Ativo Imobilizado

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

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

Regulamentação do Setor de Petróleo e Gás no Brasil

Regime de Concessão para Petróleo e Gás

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

Como parte de uma ampla reforma do sistema regulatório do setor de petróleo e gás, o Congresso Brasileiro alterou a Constituição Nacional em 1995, autorizando o governo brasileiro a contratar qualquer empresa estatal ou privada para realizar atividades relacionadas às áreas de *upstream*, refino, comercialização além das fronteiras e atividades de transporte de petróleo e gás natural e seus produtos correspondentes no Brasil. Em 6 de agosto de 1997, o Brasil promulgou a Lei nº 9.478, estabelecendo uma nova estrutura regulatória para concessões, encerrando nosso direito exclusivo de conduzir atividades de óleo e gás e possibilitando a concorrência em todos os aspectos da indústria de petróleo e gás no Brasil. Desde então, operamos em um ambiente cada vez mais desregulamentado e competitivo. A Lei nº 9.478/1997 também criou uma agência regulatória independente, a ANP, para regular a indústria de petróleo, gás natural e combustível renovável no Brasil e criar um ambiente competitivo no setor de óleo e gás. A Lei entrou em vigor em 2 de janeiro de 2002 e desde então o Brasil desregulamentou os preços para o petróleo, derivados e gás natural.

A Lei nº 9.478/1997 estabeleceu uma estrutura regulatória com base em contratos de concessão e nos concedeu o direito exclusivo de explorar as reservas de óleo bruto em todos os nossos campos produtores durante o período inicial de 27 anos, a contar da data em que forem declarados comercialmente lucrativos. Esses contratos também são conhecidos como contratos de concessão da “Rodada Zero”. Este período inicial de 27 anos para a produção também pode ser prorrogado a pedido da concessionária e está sujeito à aprovação da ANP. A Lei nº 9.478/1997 também estabeleceu uma estrutura processual para que reivindicamos os direitos de exploração exclusivos por um período de até três anos, posteriormente prorrogado para cinco anos, para as áreas onde pudéssemos demonstrar que tínhamos feito descobertas comerciais ou investimentos em exploração antes da promulgação da Lei nº 9.478/1997. A fim de aperfeiçoar nossa reivindicação para explorar e desenvolver essas áreas, tínhamos que demonstrar nossa capacidade financeira para conduzir estas atividades, quer isoladamente ou através de acordos de cooperação. Desde 1999, todas as áreas ainda não sujeitas às concessões tornaram-se disponíveis para licitação pública conduzida pela ANP. Todas as concessões que obtivemos desde então foram obtidas através de participação em rodadas de licitação pública.

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

De acordo com a Lei nº 9.478/1997 e nossos contratos de concessão para as atividades de exploração e produção junto à ANP, somos obrigados a efetuar os seguintes pagamentos ao governo:

- Bônus de assinatura, devidos quando da assinatura do contrato de concessão, com base no valor da oferta vencedora, e sujeito aos bônus mínimos de assinatura publicados no edital de licitação pertinente;
- Bônus de retenção anual para a ocupação ou retenção das áreas disponíveis para exploração e produção, a um preço determinado pela ANP no edital de licitação pertinente, com base no tamanho, localização e características geológicas do bloco de concessão;
- Despesas de participação especial, cobradas a uma taxa variável entre 0 a 40% das receitas de vendas resultantes da produção dos campos que atingem altos volumes de produção ou lucratividade, de acordo com os critérios estabelecidos na legislação pertinente. A receita líquida é a receita bruta menos os *royalties* pagos, investimentos em exploração, custos operacionais e os reajustes de depreciação e os impostos aplicáveis. O Imposto de Participação Especial utiliza como referência os preços internacionais de petróleo convertidos para reais de acordo com a taxa de câmbio vigente. Em 2013, recolhemos este imposto sobre 18 de nossos campos, incluindo os campos de Albacora, Albacora Leste, Barracuda, Baúna, Cachalote, Canto do Amaro, Caratinga, Carmópolis, Jubarte, Leste do Urucu, Lula, Manati, Marlim, Marlim Leste, Marlim Sul, Rio Urucu, Roncador e Ostra (operado pela Shell); e
- *Royalties*, a serem estabelecidos nos contratos de concessão a uma taxa que varia entre 5% e 10% da receita bruta advinda da produção, baseada nos preços de referência para petróleo ou gás natural estabelecidos pelo Decreto nº 2.705 e leis regulatórias da ANP. Ao estabelecer taxas de *royalty* nos contratos de concessão, a ANP também leva em consideração os riscos geológicos e níveis de produtividade esperados para cada concessão. Na prática, toda a nossa produção de petróleo é atualmente tributada pela taxa máxima de royalty.

A Lei Nº 9.478/1997 também exige que as concessionárias de campos *onshore* paguem ao proprietário da terra uma taxa de participação que varia entre 0,5% e 1,0% da receita de vendas derivada da produção do campo.

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

Descobertas de grandes reservas de petróleo e gás natural nas áreas do pré-sal das Bacias de Campos e de Santos motivaram uma mudança na legislação com relação às atividades de exploração e produção de petróleo e gás.

Em 2010, três novas leis foram promulgadas para regular as atividades de exploração e de produção nas áreas do pré-sal e em outras áreas potencialmente estratégicas que não estejam sujeitas às concessões existentes: Lei nº 12.351, Lei nº 12.304 e Lei nº 12.276. A lei promulgada não impacta os atuais contratos de concessão do pré-sal, que abrangem aproximadamente 28% das áreas do pré-sal.

A Lei nº 12.351/2010, regula os contratos de compartilhamento de produção para a exploração e produção de petróleo e gás em áreas do pré-sal não abrangidas pela concessão e em áreas potencialmente estratégicas a serem definidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). De acordo com o regime de partilha de produção, seremos a operadora exclusiva de todos os blocos. Os direitos de exploração e de produção desses blocos poderão nos ser concedidos com exclusividade ou, caso esses direitos não sejam concedidos a nós com exclusividade, estes serão oferecidos através de licitações públicas. Em caso de licitação pública, ainda seríamos obrigados a participar como operadora, com uma participação mínima a ser estabelecida pela CNPE não inferior a 30%, com o direito adicional, a nosso critério, de participar do processo de licitação para aumentar nossa participação naquelas áreas. Segundo o regime de partilha de produção, o vencedor do leilão será a companhia que oferecer ao governo federal o maior percentual de “lucro de petróleo”, ou seja, a produção de um determinado campo após a dedução dos *royalties* e o “custo do petróleo”, que representa o custo associado à produção do petróleo. De acordo com a Lei nº 12.351, devemos aceitar as condições econômicas da oferta vencedora.

A lei nº 12.734 tornou-se parcialmente eficaz em 30 de novembro de 2012 e alterou a Lei 12.351, que estabelece uma taxa de royalty de 15% aplicável à produção bruta de petróleo e gás natural em contratos de participação de produção futura.

A Lei No. 12.304/2010, autorizou a constituição de uma nova companhia estatal não operacional que representará os interesses do governo brasileiro nos contratos de partilha de produção e gerenciará os contratos de comercialização relativos à parcela do governo federal no “lucro do petróleo”. Esta nova companhia estatal foi incorporada em 1º de agosto de 2013, com o nome de Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA e participará dos comitês operacionais com voto de desempate e poder de veto, conforme definido no contrato, e gerenciará e controlará custos de controle decorrentes dos contratos de partilha de produção. Com relação aos contratos de partilha de produção, essa nova companhia exercerá suas atividades legais específicas juntamente com a ANP, a agência reguladora independente que regulamenta e fiscaliza as atividades de petróleo e gás segundo todos os regimes de exploração e produção, e a CNPE, a entidade que estabelece as diretrizes a serem aplicadas ao setor de petróleo e gás, inclusive com relação ao novo modelo regulatório.

Cessão Onerosa e Oferta Global

Em conformidade com a Lei Nº 12.276/2010, celebramos um contrato com o governo federal brasileiro em 3 de setembro de 2010 (Cessão Onerosa), através do qual o governo nos cedia o direito de conduzir atividades de exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluídos em áreas de pré-sal especificadas, sujeitos a uma produção máxima de cinco bilhões de boe. O valor inicial do contrato por nossos direitos em conformidade com a Cessão Onerosa era de R\$74.807.616.407, que era equivalente a US\$42.533.327.500 em 1º de setembro de 2010. Consulte o Item 10. “Contratos de Material —Cessão Onerosa.”

Lei do Gás Natural de 2009

Em março de 2009, o Congresso Brasileiro promulgou a Lei Nº 11.909, ou Lei do Gás, regulamentando as atividades na indústria do gás, incluindo transporte, processamento, armazenamento, liquefação, regaseificação e comercialização. A Lei do Gás criou um regime de concessão para a construção e operação de novos gasodutos para transporte do gás natural, enquanto mantinha um regime de autorização para gasodutos sujeitos a acordos internacionais. De acordo com a Lei do Gás, após um determinado período de exclusividade, as operadoras seriam obrigadas a conceder acesso aos gasodutos de transporte e terminais marítimos, exceto terminais de GNL, a terceiros a fim de maximizar o uso da capacidade. As autorizações anteriormente emitidas pela ANP para o transporte de gás natural permanecerão válidas por 30 anos, a partir da data de publicação da Lei do Gás, e as transportadoras iniciais receberam exclusividade nestes gasodutos por 10 anos. A ANP emitirá regulamentações para controlar o acesso de terceiros e remuneração da transportadora caso as partes não cheguem a um acordo.

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

Em dezembro de 2010, o Decreto nº 7.382 foi promulgado para regular os Capítulos I a VI e VIII da Lei que está relacionada com as atividades na indústria do gás, inclusive o transporte e a comercialização do gás. Desde a publicação desse decreto, várias regulamentações administrativas foram promulgadas pela ANP e pelo MME para regulamentar as várias questões relativas à lei que dispõe sobre o gás e o Decreto nº 7.382, que necessitava de maiores explicações.

Regulamentação dos Preços

Até a aprovação da Lei Nº 9.478 em 1997, o governo brasileiro detinha o poder de regular todos os aspectos da determinação dos preços do petróleo, derivados, etanol, gás natural, energia elétrica e outras fontes de energia. Em 2002, o governo eliminou os controles de preços para o petróleo e derivados, embora mantivesse a regulamentação sobre determinados contratos de venda de gás e sobre a eletricidade. Ainda em 2002, o governo brasileiro criou um imposto sobre a venda e importação de petróleo, derivados e produtos do gás natural (Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico - CIDE), que atualmente está à taxa de 0% para gasolina, diesel, etanol e outros produtos. O governo brasileiro tem usado periodicamente a CIDE como uma ferramenta para manter a estabilidade do preço a consumidores finais, principalmente diminuindo a taxa CIDE quando aumentamos nossos preços para que reflitam as altas dos preços internacionais e vice-versa. Em 2009, a Lei do Gás autorizou a ANP a regular os preços para o uso dos gasodutos de transporte de gás para o novo regime de concessão, com base em um procedimento definido na Lei do Gás como chamada pública e a aprovar os preços submetidos pelas transportadoras de acordo com os critérios previamente estabelecidos, para o uso dos novos gasodutos para transporte de gás sujeitos ao regime de autorização.

Regulamentações Ambientais

Todas as fases do negócio de petróleo e gás natural apresentam riscos e perigos ambientais. Nossas instalações no Brasil estão sujeitas a uma ampla variedade de leis e normas federais, estaduais e municipais, e exigências de licenças relativas à proteção da saúde humana e ambiental. No nível federal, nossas atividades marítimas e aquelas que envolvem mais de um estado brasileiro estão sujeitas à autoridade reguladora do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) e à autoridade administrativa do IBAMA, que emite licenças operacionais e de perfuração. Somos obrigados a apresentar relatórios, incluindo os relatórios de monitoramento de segurança e poluição (IOPP) ao IBAMA a fim de manter nossas licenças. A maioria das condições ambientais, de saúde e segurança em terra é controlada a nível federal ou estadual dependendo da localização das nossas instalações, do tipo de atividade em desenvolvimento e segundo outros critérios a serem determinados no regulamento que ainda está pendente. Contudo, é também possível controlar tais condições no local, sempre que as atividades gerarem um impacto local. Segundo a lei brasileira, existe uma responsabilidade estrita por danos ambientais, mecanismos para o cumprimento das normas ambientais e requisitos para o licenciamento de atividades poluentes.

Pessoas físicas ou jurídicas cuja conduta ou atividades causem danos ao meio ambiente estão sujeitas a sanções criminais e administrativas. Os órgãos governamentais de proteção do meio ambiente também podem impor sanções administrativas pelo não cumprimento de leis e regulamentos ambientais, incluindo:

- Multas;
- Suspensão parcial ou total das atividades;
- Exigências de financiamento de projetos de reparação e ambientais;
- Confisco ou restrição de incentivos ou benefícios fiscais;
- Fechamento de estabelecimentos ou operações; e
- Confisco ou suspensão da participação em linhas de crédito com estabelecimentos oficiais de crédito.

Estamos sujeitos a uma série de processos administrativos e judiciais relacionados a questões ambientais. Vide Item 8. “Informações Financeiras – Processos Judiciais” e a Nota 31 dos nossos demonstrativos financeiros consolidados e auditados incluídos neste relatório anual, para uma descrição dos processos judiciais e administrativos dos quais somos objeto.

Em 2013, investimos aproximadamente US\$1.540 milhões em projetos ambientais, em comparação com cerca de US\$1.498 em 2012 e US\$1.625 milhões em 2011. Estes investimentos foram principalmente direcionados à redução de emissões e lixo resultantes de processos industriais, à gestão do uso da água e efluentes, recuperação de áreas impactadas, implementação de novas tecnologias ambientais, aperfeiçoamento dos nossos oleodutos e melhoria da nossa capacidade de responder a situações de emergência.

Iniciativas em Saúde, Segurança e Meio Ambiente

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

Mantemos um Comitê de Saúde, Segurança e Meio Ambiente composto de três membros do nosso conselho que administrações que são responsáveis por assessorar a diretoria nas seguintes questões:

- Definição de metas estratégicas em relação a questões de HSE (Saúde, Segurança e Meio Ambiente);
- Estabelecimento de políticas globais relativas à gestão estratégica de questões de HSE dentro do Sistema Petrobras;
- Avaliar a conformidade do Plano Estratégico da Petrobras com suas políticas globais de HSE, entre outros.

Nossos esforços para tratar de questões de saúde, segurança e ambientais e garantir a conformidade com regulamentos ambientais envolveram um investimento de aproximadamente US\$2,60 bilhões (R\$5,7 bilhões) em 2013. Eles incluíram a gestão dos custos ambientais relacionados com a produção e operações, equipamentos e sistemas de controle de poluição, os projetos de reabilitação de áreas degradadas, os procedimentos de segurança e as iniciativas para a prevenção e controle de emergência, programas de saúde e segurança, bem como:

- Um sistema de gestão de HSE que busca minimizar os impactos das operações e produtos sobre a saúde, segurança e o meio ambiente, reduzir o uso de recursos naturais e da poluição e evitar acidentes;
- Certificação ISO 14001 (meio ambiente) e OHSAS 18001 (saúde e segurança) das nossas unidades operacionais. Todo o petróleo refinado no Brasil foi processado por unidades certificadas. A Frota Nacional de Petroleiros está integralmente certificada pelo Código de Gestão Internacional para Operação Segura de Navios e para a Prevenção da Poluição (*ISM Code*) da Organização Marítima Internacional (IMO) desde dezembro de 1997;
- Envolvimento regular e ativo com o MME e o IBAMA, para discutir questões ambientais relacionadas à nova produção de petróleo e gás e outros aspectos de transporte e logísticos das nossas operações.
- Uma meta estratégica com o objetivo de maximizar a eficiência energética e reduzir a intensidade de emissões de gases de efeito estufa, aprovada pela nossa diretoria executiva em Novembro de 2010, juntamente com um conjunto de indicadores de desempenho com o objetivo de monitorar o progresso com relação a este novo desafio. Nosso objetivo é alcançar níveis de excelência na indústria de petróleo e gás e contribuir para a sustentabilidade do negócio.
- A Eficiência de HSE e Energética em projeto de Investimentos, que iniciou em 2011 e busca identificar oportunidades e riscos, bem como garantir a integração de aspectos de saúde, segurança e meio ambiente e de eficiência energética (HSEE) durante todo o ciclo de vida dos novos projetos de investimento. Dado o grande volume de investimentos planejados para os próximos anos, o projeto

se beneficiará da oportunidade de aumentar o nosso desempenho em HSEE com custos marginais mais baixos, contribuindo para a redução de perdas, para a continuidade operacional e para uma menor exposição a penalidades e responsabilidades.

Todos os projetos de investimentos são avaliados para confirmar a conformidade com todas as exigências de HSE e adoção das melhores práticas de HSE durante todo o ciclo de vida do projeto. Além disso, conduzimos estudos ambientais mais abrangentes dos novos projetos, sempre que exigido pela legislação ambiental aplicável.

Temos o compromisso de reduzir a intensidade das emissões de gases de efeito estufa dos nossos processos e produtos. En los últimos años, nuestros esfuerzos de otimização visando a melhorar a recuperação do gás natural garantiram uma redução consistente no volume de gás queimado. Em 2013, a queima de gás foi reduzida em 11,3% em comparação com 2012 e em 62% quando comparada à de 2009. A taxa de recuperação de gás natural atualmente é de 93%.

Além disso, ao investir US\$ 21,8 milhões (R\$ 47,1 milhões) em projetos de eficiência energética, além de outros investimentos na otimização e confiabilidade, complementados pela introdução de mudanças nos procedimentos operacionais, também pudemos economizar uma quantidade de energia equivalente a 3,4 mboe/d em 2013.

Planos e Procedimentos de Recuperação Ambiental

Como parte dos nossos planos ambientais, procedimentos e esforços, desenvolvemos planos contingentes de resposta e recuperação detalhados a serem implementados no caso de um derramamento ou vazamento de óleo de nossas operações em alto mar. Temos mais de 500 funcionários treinados disponíveis para responderem a derramamentos de óleo durante 24 horas por dia, sete dias por semana, e podemos mobilizar mais funcionários treinados para uma pronta limpeza da costa de um grande grupo de agentes ambientais treinados no país. Apesar de estes funcionários estarem localizados no Brasil, eles também estão disponíveis para responder a um derramamento de óleo em alto mar fora do Brasil. Temos também um estoque de equipamentos necessários para conter, rápida e efetivamente, derramamentos ou vazamentos em alto mar, incluindo mais de 234 milhas de barreiras flutuantes de contenção e absorventes, 500 coletores de óleo diferentes, e cerca de 60.000 galões de dispersantes de óleo e 453 bombas de óleo. A Petrobras possui 45 navios dedicados à recuperação de derramamentos de óleo (OSRVs) totalmente equipados para o controle de derramamentos de óleo e para combater incêndios, bem como 271 barcos e barcaças adicionais de suporte e recuperação disponíveis para combater derramamentos e vazamentos de óleo em alto mar durante 24 horas por dia, sete dias por semana.

Criamos 10 centros de proteção ambiental em áreas estratégicas nos quais operamos em todo o Brasil para garantir uma resposta rápida e coordenada a derramamentos de óleo na costa ou em alto mar. Estas instalações regionais são apoiadas por 14 bases avançadas locais dedicadas à prevenção, controle e resposta e derramamentos de óleo. Nossos centros de proteção ambiental e suas bases avançadas seriam mobilizados no caso de um derramamento ou vazamento em uma das nossas operações em alto-mar. Cada um dos nossos centros de resposta locais e regionais é autossuficiente e disponível para responder individualmente ou em conjunto com instalações próximas, dependendo da gravidade e escala da emergência.

Desde 2012, a Petrobras é um membro participante da *Oil Spill Response Limited* – OSRL, uma organização internacional que reúne mais de 160 empresas, incluindo as principais empresas petrolíferas, outras empresas nacionais/independentes, empresas de energia, bem como outras empresas que operam na cadeia de fornecimento de petróleo. A OSRL participa da Global Response Network, uma organização composta por diversas outras empresas dedicadas a combater derramamentos de óleo. Como membro da OSRL, a Petrobras tem acesso a todos os recursos disponíveis nessa rede. Como membro da OSRL, subscrevemos os seus *Subsea Well Intervention Services* (SWIS – Serviços de Intervenção em Poços Submarinos), que fornece equipamentos de contenção prontos para uma ágil implantação internacional de respostas. O equipamento de contenção é armazenado e mantido entre bases em todo o mundo, incluindo o Brasil. A base brasileira abriu em março de 2014 e o equipamento de

fechamento e contenção a ser colocado aí está sendo manufaturado, com todas as entregas dos principais componentes programados para julho de 2014.

Em 2013, conduzimos 11 perfurações de emergência com âmbito regional e nacional com a Marinha Brasileira, a defesa civil, bombeiros, polícia militar, organizações ambientais e entidades do governo local e da comunidade.

Estabelecemos um Plano de Derramamentos Zero visando otimizar a gestão e reduzir o risco de derramamentos de óleo em nossas operações. Este plano inclui investimentos para melhorar a gestão de processos e garantir a integridade dos nossos equipamentos e instalações.

Adicionalmente, a Petrobras possui um modelo de comunicação, processamento e registro de derramamentos de óleo, que permite o monitoramento diário destes incidentes, os seus impactos de medidas de mitigação.

O nível de derramamentos de petróleo em nossas operações *upstream* em 2013 foi mantido abaixo de 0,5 m³ por mmbbl produzido. Os dados de 2012 compilados pela Associação Internacional de Produtores de Petróleo e Gás indicam que a média da indústria foi de 0,76 m³ de óleo derramado por mmbbl produzido. Continuamos avaliando e desenvolvendo iniciativas para tratar de preocupações com HSE e reduzir nossa exposição aos riscos de HSE.

Em 2013, tivemos derramamentos de óleo totalizando 1.176 barris de petróleo bruto, em comparação a 2.436 barris de petróleo bruto em 2012, 1.471 barris de petróleo bruto em 2011 e 4.200 barris de petróleo bruto em 2010.

Seguros

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

Nossos ativos menos valiosos, incluindo mas não se limitando a pequenas embarcações de apoio, determinadas instalações de estocagem e algumas instalações administrativas têm autosseguro. Não mantemos cobertura para a interrupção dos negócios, exceto para uma minoria de nossas operações internacionais e alguns ativos específicos no Brasil. Também não mantemos cobertura para nossos poços para todas as nossas operações brasileiras. Apesar de não assegurarmos a maioria de nossos dutos, possuímos seguro contra danos ou perdas sofridos por terceiros resultantes de incidentes específicos, bem como para poluição provocada por óleo. Também mantemos cobertura para os riscos relacionados ao risco de carga, casco e máquinas. Todos os projetos e instalações em construção que envolvem uma perda máxima estimada superior a US\$ 80 milhões estão cobertas por uma apólice de seguros de construção.

Nós temos operações em 17 países além do Brasil e mantemos vários níveis de seguro contra terceiros para as nossas operações nacionais e internacionais como resultado de vários fatores, incluindo nossas avaliações de risco país, tendo ou não operações *onshore* e *offshore* e exigências legais impostas pelo país em particular no qual operamos. Mantemos cobertura de seguro para responsabilidade operacional de terceiros em relação a nossas atividades *onshore* e *offshore*, inclusive para riscos ambientais, tais como derramamentos de óleo, no Brasil, até um limite de apólice total de US\$ 250 milhões. Também mantemos seguro marítimo com proteção e

indenização adicionais (P&I) para responsabilidades de terceiros relativas à nossas operações *offshore* domésticas até um limite de apólice total de US\$ 500 milhões por um período de 12 meses. No caso de explosão ou evento semelhante em uma de nossas plataformas *offshore* no Brasil, essas apólices podem garantir uma cobertura combinada de responsabilidade de terceiros de até US\$ 750 milhões.

Nossas apólices domésticas e internacionais de responsabilidade operacionais de terceiros cobrem reclamações feitas contra nós ou em nome de indivíduos que não sejam nossos funcionários em caso de dano material, lesão pessoal ou morte, sujeitas aos limites da apólice estabelecidos acima. Como regra geral, nossos prestadores de serviços devem nos indenizar por uma reivindicação paga diretamente a terceiros como resultado de uma sentença de tribunal que nos considera responsáveis pelas ações de tal prestador de serviço. Nossas apólices de responsabilidade operacional de terceiros também cobrem danos ambientais oriundos de derramamentos de óleo (incluindo responsabilidade advinda de explosão ou evento semelhante repentino e acidental em uma de nossas plataformas *offshore*), como também cobrem custos com contencioso, limpezas e reparo, mas não cobrem multas governamentais ou danos punitivos.

Nós possuímos apólices de seguro em separado para “controle-de-poço” em nossas operações internacionais para cobrir responsabilidade advinda de erupção descontrolada de óleo, gás, água ou fluido de perfuração assim como explosões de poços e eventos similares como custos de limpeza com limites totais de apólice de até US\$ 540 milhões por um período de 18 meses dependendo do país. No Golfo do México americano, por exemplo, mantemos uma cobertura de responsabilidade de terceiros com um limite de apólice total de até US\$ 250 milhões, e um seguro de responsabilidade de controle-de-poço de até US\$ 540 milhões. Dependendo de circunstâncias especiais, qualquer uma dessas apólices pode ser usada em caso de explosão ou evento semelhante em uma das plataformas *offshore* no Golfo do México na costa americana.

Nós não mantemos o seguro de controle de poços para nossas operações domésticas no Brasil *onshore* e *offshore*. Como resultado, nós arcaríamos com os custos de limpeza, descontaminação e processos decorrentes de um incidente de fora de controle de poços. Qualquer perda com contenção de petróleo em nossas operações domésticas *onshore* e *offshore* que não é atribuível a um controle de poços seria coberto por nosso seguro de Proteção & Indenização (P&I), com cobertura de até US\$ 500 milhões para nossas unidades *offshore*, ou por nossa política de responsabilidade *onshore-offshore*, com cobertura de até US\$ 250 milhões.

O prêmio para renovar a nossa apólice de seguro de risco de propriedade nacional para um período de 18 meses a começar em dezembro de 2013 era de U.S.\$100,8 milhões. Isso representou um aumento nominal de 4% considerando o mesmo período anterior de 18 meses. O valor segurado de nossos ativos, para o mesmo período, aumentou em 6,3% para U.S.\$160,4 bilhões. A taxa média do prêmio no período foi de 0,06%, mantendo estável relativo ao período anterior. Desde 2001, nossa retenção de risco aumentou e nossas franquias podem atingir o valor de US\$ 80 milhões em determinados casos.

Informações adicionais sobre Reservas e Produção

A produção de petróleo e gás natural no Brasil é dividida entre a produção *onshore* e *offshore*, correspondendo a 11% e 89% do total da produção no Brasil, respectivamente. A Bacia de Campos é uma das maiores e mais produtivas bacias *offshore* de gás e petróleo, com mais de 60 campos de hidrocarbonetos descobertos, oito grandes campos de petróleo e uma área total de aproximadamente 115.000 km² (28,4 milhões de hectares). Em 2013, a Bacia de Campos produziu a média de 1.531,1 mbbbl/d de petróleo e 553,8 mmcf/d (14,7 mmm³/d) de gás natural associado durante o ano, referente a 75% de nossa produção total no Brasil. Nós também realizamos operações limitadas de mineração de xisto betuminoso em São Mateus do Sul, na bacia do Paraná, no Brasil, e usamos o xisto betuminoso desses depósitos para produzir óleo e gás sintéticos. Nossa unidade de negócios de industrialização do xisto betuminoso não utiliza o método de fracionamento ou o método de fraturamento hidráulico para fins de produção de petróleo, já que eles não são adequados para este fim. Nós esmagamos e, posteriormente, aquecemos em temperaturas elevadas todo o xisto que produzimos obtendo uma segregação adequada dos produtos derivados de tal processo. Não injetamos água ou qualquer produto químico no solo, em conexão com os nossas operações de mineração de xisto betuminoso.

Em 31 de dezembro de 2013, as nossas estimativas de reservas provadas de petróleo, condensado e gás natural no Brasil totalizaram 12,5 bilhões de barris de óleo equivalente, incluindo: 10,7 bilhões de barris de petróleo e condensado e 299,2 bnm³ (11,3 tcf) de gás natural. Em 31 de dezembro de 2013, as nossas reservas provadas nacionais desenvolvidas de petróleo e condensado representaram 61% de nossas reservas provadas totais de petróleo e nossas reservas provadas nacionais desenvolvidas de gás natural representaram 58% de nossas reservas provadas totais de gás natural. O total de reservas provadas nacionais de petróleo e condensado aumentou à taxa média anual de 4% nos últimos cinco anos. As reservas provadas totais de gás natural aumentaram à taxa média anual de 4% no mesmo período.

Nós calculamos as reservas com base nas previsões da produção no campo, que depende de parâmetros técnicos, como interpretação sísmica, mapas geológicos, testes de poço, estudos de engenharia dos reservatórios e dados econômicos. Todas as estimativas de reservas envolvem incertezas. Essas incertezas dependem principalmente da amostra dos dados geológicos e de engenharia disponíveis no momento da estimativa e da interpretação de tais dados. As nossas estimativas são feitas usando os dados mais confiáveis no momento da estimativa, de acordo com as boas práticas na indústria do petróleo e gás e dos regulamentos promulgados pela Securities and Exchange Commission (SEC).

Controles Internos sobre Reservas Provadas

O processo de estimativa de reservas começa com uma avaliação inicial dos nossos ativos por geofísicos, geólogos e engenheiros. Os Coordenadores de Reservas Corporativas, ou CRCs, protegem a integridade e a objetividade de nossas reservas estimadas supervisionando e fornecendo suporte técnico aos Coordenadores de Reservas Regionais, ou CRRs, responsáveis pela preparação das estimativas de reservas. Nossos CRRs e CRCs são graduados em geofísica, geologia, engenharia de petróleo, contabilidade e economia e são treinados internamente e no exterior em seminários sobre estimativa de reservas internacionais. Os CRCs são responsáveis pelo cumprimento das regras e regulamentações da CVM, consolidando e auditando o processo de estimativa de reservas. O principal responsável técnico por fiscalizar a preparação das nossas reservas locais é membro da Sociedade de Engenheiros de Petróleo (SPE) e possui 24 anos de experiência nesse campo, além de atuar na Petrobras há 30 anos. O principal responsável técnico por fiscalizar a preparação de nossas reservas internacionais tem oito anos de experiência nesse campo, é doutor em engenharia de reservatórios e atua na Petrobras há 34 anos. Nossas estimativas de reserva são apresentadas à nossa Diretoria e submetidas à aprovação final do Conselho de Administração.

DeGolyer and MacNaughton (D&M) usaram nossas estimativas de reserva para realizar uma auditoria de reservas de 96% das reservas líquidas provadas de petróleo bruto, condensado e gás natural em 31 de dezembro de 2013, a partir de certas propriedades que possuímos no Brasil. A D&M usou suas próprias estimativas das nossas reservas para conduzir uma avaliação de reservas de 100% das reservas líquidas provadas de petróleo bruto, condensado, LGN e gás natural a partir de 31 de dezembro de 2013, das propriedades que operamos na Argentina. Além disso, a D&M usou nossas estimativas de reserva para realizar uma avaliação de reservas de 100% das reservas líquidas provadas de petróleo bruto, condensado e gás natural em 31 de dezembro de 2013 em certas propriedades que operam nos Estados Unidos. As estimativas de reservas foram elaboradas de acordo com as definições de reservas da Regra 4-10 (a) do Regulamento S-X da SEC. Para mais informações sobre nossas reservas provadas, consulte as "Informação Complementar sobre Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás" a partir da página F-91. Para a divulgação que descreve a qualificação do pessoal técnico da D&M que é o responsável principal pela supervisão da auditoria e avaliação de nossas reservas, por favor, consulte o Anexo 99.1.

Mudanças nas Reservas Provadas

Em 2013, nós adicionamos 1.217,5 mmboc às nossas reservas provadas, excluindo óleo sintético e gás sintético, enquanto vendemos algumas de nossas participações em campos com reservas provadas no valor de 118,1 mmboc, incluindo (i) todas as participações que tivemos nos campos de Abalone, Argonauta, Náutilus e Ostra, no Brasil, (ii) todas as participações que tivemos nos campos de Coulomb e Stones, nos Estados Unidos e (iii) a metade de nossas participações nos campos de Agbami, Akpo e Egina na Nigéria. Uma vez que não

controlamos diretamente as nossas operações nas empresas nigerianas, as reservas nigerianas não estão incluídas em nossas reservas consolidadas. Como resultado dessas incorporações e vendas, nossas reservas provadas aumentaram em 1.099,4 mmbœ em 2013. Considerando uma produção de 861,1 mmbœ em 2013, nosso aumento líquido de reservas provadas foi de 238,3 mmbœ. Este volume de produção não considera a produção de Teste de Longa Duração em blocos exploratórios no Brasil, a produção de óleo sintético e gás sintético e a produção na Bolívia, pois a Constituição Boliviana proíbe a divulgação e registro das suas reservas.

No final do ano 2013, em comparação ao final do ano 2012, acrescentamos um total líquido de 204,8 mmbœ às nossas reservas provadas não desenvolvidas em toda a empresa. Assim, tivemos um total de 5.267,0 mmbœ de reservas provadas não desenvolvidas em toda a empresa em 31 de dezembro de 2013, em comparação aos 5.062,2 mmbœ de reservas provadas não desenvolvidas em 31 de dezembro de 2012.

No Brasil, o aumento líquido das nossas reservas provadas não desenvolvidas em 2013, em comparação com 2012, é derivado de 836,1 mmbœ de extensões e descobertas, principalmente nas áreas do pré-sal das Bacias de Santos e Campos, o aumento de 322,5 mmbœ de revisões técnicas das estimativas prévias e o aumento de 117,5 mmbœ de recuperação aperfeiçoada. Este aumento líquido das nossas reservas provadas não desenvolvidas no Brasil foi parcialmente compensado pela redução de 83,3 mmbœ das revisões econômicas das estimativas anteriores e da redução de 28,4 mmbœ das vendas de mineral *in situ*. Além disso, convertimos um total líquido de 960,6 mmbœ das nossas reservas provadas não desenvolvidas no Brasil em 2013, principalmente através da perfuração de vários poços nos campos de produção existentes e do início da operação de unidades de produção nas bacias de Santos e Campos.

Todos os volumes de reservas descritos acima são “líquidos”, pois eles somente incluem a participação proporcional da Petrobras nos volumes das reservas e excluem reservas atribuídas aos nossos parceiros.

Em 2013, investimos um total de US\$ 18,2 bilhões em projetos de desenvolvimento, dos quais aproximadamente 92% (US\$16,7 bilhões) foram investidos no Brasil e convertimos um total de 1.021,6 mmbœ de reservas provadas não desenvolvidas em reservas provadas desenvolvidas, dos quais aproximadamente 94% (960,6 mmbœ) foram reservas brasileiras.

A maioria dos nossos investimentos está relacionada a projetos de desenvolvimento de longo prazo, os quais são desenvolvidos em fases, devido aos grandes volumes e extensões envolvidos e à complexidade dos recursos de infraestrutura e produção em águas profundas e ultraprofundas. Nestes casos, o desenvolvimento completo das reservas relacionadas a estes investimentos poderá ultrapassar cinco anos.

Tivemos um total de 5.267,0 mmbœ de reservas provadas não desenvolvidas em toda a empresa ao final do ano de 2013, dos quais aproximadamente 3% (142,2 mmbœ) permaneceram não desenvolvidos por cinco anos ou mais, em consequência de diversos fatores que afetam o desenvolvimento e a produção, incluindo a complexidade inerente a projetos de desenvolvimento em águas ultraprofundas, particularmente no Brasil, e as limitações de capacidade da nossa infraestrutura existente.

A maioria dos 142,2 mmbœ das nossas reservas provadas não desenvolvidas, que permaneceram sem desenvolvimento por cinco anos ou mais, consiste de reservas nas Bacias de Santos e Campos, onde estamos fazendo investimentos para desenvolver a infraestrutura necessária.

As tabelas a seguir estabelecem a nossa produção de petróleo bruto, gás natural, petróleo sintético e gás sintético por área geográfica, em 2013, 2012 e 2011:

	Produção de Hidrocarboneto por Área Geográfica														
	2013					2012					2011				
	Petróleo (mbl/d) (5)	Petróleo Sintético (mbl/d) (4)	Gás Natural (mmcf/d) (1)	Gás Sintético (mmcf/d) (1)(4)	Total (mboe/d)	Petróleo (mbl/d) (4)	Petróleo Sintético (mbl/d) (4)	Gás Natural (mmcf/d) (1)(4)	Gás Sintético (mmcf/d) (1)(4)	Total (mboe/d)	Petróleo (mbl/d) (4)	Petróleo Sintético (mbl/d) (4)	Gás Natural (mmcf/d) (1)(4)	Gás Sintético (mmcf/d) (1)(4)	Total (mboe/d)
Brasil:															
Campo de Roncador (2)	268,2	-	105,3	-	285,8	262,8	-	101,4	-	279,7	297,9	-	115,6	-	317,2
Outros	1.660,5	2,7	1.299,7	0,9	1.879,9	1.714,3	3,0	1.249,8	1,1	1.925,8	1.721,1	2,8	1.075,5	1,4	1.903,3
Total Brasil	1.928,7	2,7	1.404,9	0,9	2.165,7	1.977,1	3,0	1.351,3	1,1	2.205,5	2.019,0	2,8	1.191,1	1,4	2.220,5
Internacional:															
América do Sul (exceto pelo Brasil)	70,2	-	546,7	-	161,4	76,4	-	629,9	-	181,4	77,4	-	569,4	-	172,3
América do Norte	11,8	-	11,9	-	13,8	9,0	-	18,8	-	12,1	2,2	-	11,1	-	4,0
África	25,9	-	0,0	-	25,9	51,8	-	-	-	51,8	57,6	-	-	-	57,6
Total Internacional	107,9	-	558,7	-	201,1	137,3	-	648,7	-	245,4	137,2	-	580,5	-	233,9
Total da produção consolidada	2.036,6	2,7	1.963,6	0,9	2.366,7	2.114,4	3,0	2.000,0	1,1	2.450,9	2.156,2	2,8	1.771,6	1,4	2.454,4
Patrimônio e afiliadas não consolidadas:(3)															
América do Sul (exceto Brasil)	5,5	-	1,7	-	5,8	6,4	-	2,4	-	6,8	7,7	-	3,5	-	8,3
África	13,8	-	0,0	-	13,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Produção mundial	2.055,9	2,7	1.965,3	0,9	2.386,4	2.120,8	3,0	2.002,4	1,1	2.457,7	2.163,9	2,8	1.775,1	1,4	2.462,7

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

(2) O campo de Roncador está incluído em separado pois contém mais de 15% das nossas reservas totais provadas.

(3) Participação acionária em empresas.

(4) Produzimos petróleo sintético e gás sintético dos depósitos de xisto petrolífero em São Mateus do Sul, na Bacia do Paraná do Brasil.

(5) A produção de petróleo inclui GNL e produção de testes de longa duração.

A tabela a seguir estabelece as nossas reservas estimadas líquidas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas de petróleo bruto e de gás natural por região a partir de 31 de dezembro de 2013.

Reservas Líquidas Estimadas Provadas Desenvolvidas e Não Desenvolvidas							
Categoria das reservas	Reservas						
	Petróleo (mmbbl)	Gás natural (bncf)	Total de petróleo e gás natural (mboe)	Petróleo sintético (mmbbl)(1)	Gás sintético (bncf)(1)	Total de petróleo sintético e gás sintético (mboe)	Total de produtos de petróleo e de gás (mboe)
Comprovadamente desenvolvidos:							
Brasil	6.509,3	6.578,9	7.605,8	8,8	11,8	10,7	7.616,5
Internacional							
América do Sul (exceto Brasil)	86,0	368,4	147,4	-	-	-	147,4
América do Norte	46,2	9,9	47,9	-	-	-	47,9
África	0	0	0	-	-	-	0
Total Internacional	132,2	378,3	195,3	-	-	-	195,3
Reservas provadas desenvolvidos totais consolidadas	6.641,5	6.957,2	7.801,1	8,8	11,8	10,7	7.811,8
Patrimônio e afiliadas não consolidadas							
América do Sul (exceto Brasil)	12,4	14,9	14,9	-	-	-	14,9
África	37,3	15,7	40	-	-	-	40
Reservas provadas desenvolvidos totais não consolidadas	49,7	30,6	54,9	-	-	-	54,9
Total de reservas desenvolvidas provadas	6.691,2	6.987,8	7.856,0	8,8	11,8	10,7	7.866,7
Comprovadamente não desenvolvidas:							
Brasil	4.149,1	4.712,7	4.934,5	-	-	-	4.934,5
Internacional							
América do Sul (exceto Brasil)	80,1	690,1	195,1	-	-	-	195,1
América do Norte	77,0	123,1	97,5	-	-	-	97,5
África	0	0	0	-	-	-	0
Total Internacional	157,1	813,2	292,6	-	-	-	292,6
Reservas provadas não desenvolvidas totais consolidadas	4.306,2	5.525,9	5.227,1	-	-	-	5.227,1
Patrimônio e afiliadas não consolidadas							
América do Sul (exceto Brasil)	8,8	26,4	13,2	-	-	-	13,2
África	25,9	4,9	26,7	-	-	-	26,7
Reservas provadas não desenvolvidas totais não consolidadas	34,7	31,3	39,9	-	-	-	39,9
Total de reservas provadas não desenvolvidas	4.340,9	5.557,2	5.267,0	-	-	-	5.267,0
Reservas totais provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	11.032,1	12.545,1	13.123,1	8,8	11,8	10,7	13.133,7

(1) Os volumes de petróleo sintético e de gás sintético dos depósitos de xisto petrolífero na Bacia do Paraná no Brasil foram incluídos nas nossas reservas provadas de acordo com as regras da SEC para estimar e divulgar as quantidades de reservas.

A tabela abaixo resume as informações sobre as mudanças nas reservas totais provadas das nossas entidades consolidadas para 2013, 2012 e 2011:

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

	Petróleo (mmbbl)	Gás natural (bncf)	Total de petróleo e gás natural (mmboe)	Petróleo sintético (mmbbl)	Gás sintético (bncf)	Total de petróleo sintético e gás sintético (mmboe)	Total de produtos de petróleo e gás (mmboe)
Informações da quantidade de reservas para o ano encerrado em 31/12/2013							
1 de janeiro de 2013	10.928,5	11.541,2	12.852,1	8,3	13,3	10,6	12.862,6
Transferência/Descarte de ativos com perda de controle*	(65,0)	(22,5)	(68,8)	-	-	-	(68,8)
Revisões de estimativas anteriores.....	(74,7)	(213,3)	(110,2)	1,3	(0,1)	1,2	(109,0)
Recuperação melhorada.....	124,2	916,0	276,8	-	-	-	276,8
Compras de minerais no ambiente natural.....	-0,0	0,4	0,1	-	-	-	0,1
Extensões e descobertas.....	851,4	1.193,5	1.050,3	-	-	-	1.050,3
Produção	(707,5)	(878,5)	(853,9)	(0,8)	(1,4)	(1,1)	(855,0)
Vendas de minerais no ambiente natural.....	(109,2)	(53,5)	(118,1)	-	-	-	(118,1)
31 de dezembro de 2013	10.947,7	12.483,2	13.028,3	8,8	11,8	10,7	13.039,0
Informações da quantidade de reservas para o ano encerrado em 31/12/2012							
1 de janeiro de 2012	10.774,2	12.367,8	12.835,5	8,6	13,4	10,8	12.846,3
Revisões de estimativas anteriores.....	112,8	363,8	173,5	0,7	1,8	1,0	174,5
Recuperação melhorada.....	343,8	(623,5)	239,9	-	-	-	239,9
Compras de minerais no ambiente natural.....	-	-	-	-	-	-	-
Extensões e descobertas.....	435,8	295,3	485,0	-	-	-	485,0
Produção	(738,1)	(862,2)	(881,8)	(1,0)	(1,9)	(1,3)	(883,1)
Vendas de minerais no ambiente natural.....	-	-	-	-	-	-	-
31 de dezembro de 2012	10.928,5	11.541,2	12.852,1	8,3	13,3	10,6	12.862,6
Informações da quantidade de reservas para o ano encerrado em 31/12/2011							
1 de janeiro de 2011	10.723,8	11.881,8	12.704,1	7,4	12,0	9,4	12.713,5
Revisões de estimativas anteriores.....	613,6	998,3	780,0	2,4	3,3	2,9	783,0
Recuperação melhorada.....	8,0	0,3	8,1	-	-	-	8,1
Compras de minerais no ambiente natural.....	-	-	-	-	-	-	-
Extensões e descobertas.....	168,6	277,7	214,9	-	-	-	214,9
Produção	(739,8)	(790,3)	(871,5)	(1,2)	(1,9)	(1,5)	(873,0)
Vendas de minerais no ambiente natural.....	-	-	-	-	-	-	-
31 de dezembro de 2011	10.774,2	12.367,8	12.835,5	8,6	13,4	10,8	12.846,3

Os volumes de produção de gás natural utilizados nesta tabela são os volumes líquidos extraídos das reservas provadas da Petrobras, incluindo gás queimado consumido nas operações e excluindo gás reinjetado. Os volumes de produção de petróleo utilizados nesta tabela são volumes líquidos extraídos das reservas provadas da Petrobras e exclui GNL (gás natural liquefeito) e produção de testes de longa duração em poços. Como consequência, os volumes de produção de petróleo e gás natural nesta tabela são diferentes daqueles mostrados na tabela de produção acima, que mostra os volumes de produção de gás natural disponíveis para venda.

* Esta linha representa a quantidade de reservas provadas excluídas neste ano do nosso total consolidado de reservas provadas devido à implementação da nossa *joint venture* com BTG Pactual para a exploração conjunta de oportunidades de petróleo e gás na África. Desde julho de 2013, não detemos mais o controle corporativo das empresas constituídas na Nigéria diretamente responsáveis pelas nossas operações naquele país. Desta forma, não consolidamos mais as reservas da Nigéria detidas pela Brasoil Oil Services Company (Nigeria) Ltd. e Petróleo Brasileiro Nigéria Ltd. em nossas reservas consolidadas.

Nós não temos vencimento de qualquer área material antes de 2025 com relação às nossas operações brasileiras *onshore e offshore*. Na Argentina, temos algumas concessões que vencerão nos próximos três anos. Embora estejamos trabalhando para a obtenção de prorrogações em algumas destas concessões, nossas reservas contabilizadas não incluem qualquer volume após as datas de vencimento.

As tabelas a seguir mostram o número de poços produtivos, bruto e líquido, de gás natural e petróleo, bem como a área total, bruta e líquida, de gás natural e petróleo desenvolvida e não desenvolvida na qual a Petrobras tinha participação em 31 de dezembro de 2013.

Quantidade bruta e líquida de poços produtivos e área bruta e líquida desenvolvida e não desenvolvida

	Em 31 de dezembro de 2013							
	Petróleo		Gás natural		Petróleo sintético		Gás sintético	
	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido
Poços produtivos (bruto e líquido) :(1)								
Subsidiárias consolidadas								
Brasil	8.138	8.134	251	245	-	-	-	-
Internacional								
América do Sul (fora do Brasil)	5.726	4.567	392	280	-	-	-	-
América do Norte	9	7	5	2	-	-	-	-
África	3	1	-	-	-	-	-	-
Total internacional	<u>5.738</u>	<u>4.575</u>	<u>397</u>	<u>282</u>	-	-	-	-
Total consolidado	<u>13.876</u>	<u>12.709</u>	<u>648</u>	<u>527</u>	-	-	-	-
Capital e afiliados não consolidados:								
América do Sul (fora do Brasil)	166	47	-	-	-	-	-	-
África	37	3	-	-	-	-	-	-
Total bruto e líquido de poços produtivos	<u>14.079</u>	<u>12.759</u>	<u>648</u>	<u>527</u>	-	-	-	-

	Em 31 de dezembro de 2013							
	Petróleo		Gás natural		Petróleo sintético		Gás sintético	
	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido
Área bruta e líquida (em hectares) desenvolvida:								
Brasil	4.255.411,6	3.948.929,9	398.195,8	381.441,7	1.346,0	1.346,0	-	-
Internacional								
América do Sul (fora do Brasil)	1.644.047,0	1.354.031,8	1.886.402,6	1.239.095,3	-	-	-	-
América do Norte	14.229,9	10.483,5	3.271,6	1.765,7	-	-	-	-
África	-	-	-	-	-	-	-	-
Total internacional	<u>1.658.276,9</u>	<u>1.364.515,3</u>	<u>1.889.674,3</u>	<u>1.240.861,0</u>	-	-	-	-
Total consolidado	<u>5.913.688,5</u>	<u>5.313.445,2</u>	<u>2.287.870,0</u>	<u>1.622.302,7</u>	<u>1.346,0</u>	<u>1.346,0</u>	-	-
Capital e afiliados não consolidados:								
América do Sul (fora do Brasil)	312.859,3	75.652,5	18.970,3	6.156,7	-	-	-	-
África	374.636,8	27.505,4	-	-	-	-	-	-
Total não consolidado	<u>687.496,1</u>	<u>103.157,9</u>	<u>18.970,3</u>	<u>6.156,7</u>	-	-	-	-
Área bruta e líquida (em hectares) desenvolvida:	<u>6.601.184,6</u>	<u>5.416.603,1</u>	<u>2.306.840,3</u>	<u>1.628.459,4</u>	<u>1.346,0</u>	<u>1.346,0</u>	-	-

Em 31 de dezembro de 2013

	Petróleo		Gás natural (em hectares)		Petróleo sintético		Gás sintético	
	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido
Área bruta e líquida (em hectares) não desenvolvidas:								
Brasil.....	1.067.251,0	930.955,8	253.899,8	252.120,3	-	-	-	-
Internacional								
América do Sul (fora do Brasil).....	380.663,4	249.337,6	2.083.723,1	1.157.138,9	-	-	-	-
América do Norte.....	16.545,9	7.697,5	9.686,8	4.220,9	-	-	-	-
África.....	-	-	-	-	-	-	-	-
Total internacional	397.209,3	257.035,1	2.093.409,9	1.161.359,8	-	-	-	-
Total consolidado	1.464.460,3	1.187.990,9	2.347.309,7	1.413.480,1	-	-	-	-
Capital e afiliados não consolidados:								
América do Sul (fora do Brasil).....	197.885,8	50.805,2	44.893,6	14.679,2	-	-	-	-
África.....	269.937,6	24.170,0	-	-	-	-	-	-
Total não consolidado	467.823,4	74.975,2	44.893,6	14.679,2	-	-	-	-
Total de área bruta e líquida (em hectares) não desenvolvida	1.932.283,7	1.262.966,1	2.392.203,3	1.428.159,3	-	-	-	-

(1) Um poço ou hectare "bruto" é um poço ou hectare no qual se detém uma participação, enquanto que o número de poços ou hectares "líquidos" é a soma das participações fracionais em poços ou hectares brutos.

A tabela a seguir apresenta o número de poços de desenvolvimento e de exploração secos e produtivos líquidos perfurados para os últimos três anos.

Poços de desenvolvimento e de exploração secos e produtivos líquidos			
	2013	2012	2011
Poços de exploração produtivos líquidos perfurados:			
Subsidiárias consolidadas:			
Brasil	67,55	44,7	31,9
América do Sul (fora do Brasil)	3,5	4,0	3,3
América do Norte	-	1,1	0,6
África	-	-	0,2
Outros.....	-	-	-
Total de subsidiárias consolidadas	<u>71,05</u>	<u>49,8</u>	<u>36,0</u>
Capital e afiliados não consolidados:			
América do Sul (fora do Brasil)	-	0,4	-
África	-	-	-
Total de poços de exploração produtivos perfurados.....	<u>71,05</u>	<u>50,2</u>	<u>36,0</u>
Poços de exploração secos líquidos perfurados:			
Subsidiárias consolidadas:			
Brasil	16,75	42,2	50,8
América do Sul (fora do Brasil)	0,8	3,0	0,9
América do Norte	0,9	0,5	-
África	-	0,7	0,5
Outros.....	-	-	-
Total de subsidiárias consolidadas	<u>18,45</u>	<u>46,4</u>	<u>52,2</u>
Capital e afiliados não consolidados:			
América do Sul (fora do Brasil)	0,5	-	-
África	-	-	-
Total de poços de exploração secos perfurados	<u>18,95</u>	<u>46,4</u>	<u>52,2</u>
Número total de poços líquidos perfurados.....	<u>90,0</u>	<u>96,6</u>	<u>88,2</u>
Poços de desenvolvimento produtivos líquidos perfurados:			
Subsidiárias consolidadas:			
Brasil	399,73	355,1	228,0
América do Sul (fora do Brasil)	57,7	239,9	194,2
América do Norte	2,5	1,8	-
África	-	0,6	0,4
Outros.....	-	-	-
Total de subsidiárias consolidadas	<u>459,93</u>	<u>597,4</u>	<u>422,6</u>
Capital e afiliados não consolidados:			
América do Sul (fora do Brasil)	1,5	2,4	3,0
África	0,6	-	-
Total de poços de desenvolvimento produtivos perfurados	<u>462,03</u>	<u>599,8</u>	<u>425,6</u>
Poços de desenvolvimento secos líquidos perfurados:			
Subsidiárias consolidadas:			
Brasil	6	1	0,5
América do Sul (fora do Brasil)	-	-	-
América do Norte	-	-	-
África	-	-	-
Outros.....	-	-	-
Total de subsidiárias consolidadas	<u>6,0</u>	<u>1</u>	<u>0,5</u>
Capital e afiliados não consolidados:			
América do Sul (fora do Brasil)	-	-	0,2
Total de poços de desenvolvimento secos perfurados.....	<u>6,0</u>	<u>1</u>	<u>0,7</u>
Número total de poços líquidos perfurados.....	<u>468,03</u>	<u>600,8</u>	<u>426,3</u>

A tabela a seguir resume o número de poços no processo de serem perfurados em 31 de dezembro de 2013. Para mais informações sobre nossas atividades de exploração e produção em andamento no Brasil, veja “– Exploração e Produção”. Nossas atividades atuais de exploração e produção fora do Brasil são descritas em “– Internacional”.

Número de poços sendo perfurados em 31 de dezembro de 2013		
	Fim do ano de 2013	
	Bruto	Líquido
Perfuração de poços		
Subsidiárias consolidadas:		
Brasil.....	52,0	46,04
Internacional:		
América do Sul (fora do Brasil)	1,0	0,7
América do Norte	-	-
África	-	-
Outros.....	-	-
Total internacional	<u>1,0</u>	<u>0,7</u>
Produção total consolidada.....	<u>53,0</u>	<u>46,74</u>
Capital e afiliados não consolidados:		
América do Sul (fora do Brasil)	1,0	0,6
África	-	-
Total de perfuração de poços	<u>54,0</u>	<u>47,34</u>

A tabela a seguir apresenta nossos preços médios de produção e custos médios de produção por área geográfica e por tipo de produto para os últimos três anos.

	Brasil	América do Sul (fora do Brasil)	América do Norte	África	Total	Capital e afiliados não consolidados(2)
	(U.S.\$)					
Durante 2013						
<i>Preços médios de produção</i>						
Petróleo, por barril	98,19	82,82	99,29	107,88	97,72	108,75
Gás natural, por mil pés cúbicos(1)	7,90	3,88	3,97	–	7,36	–
Petróleo sintético, por barril	99,54	–	–	–	99,54	–
Gás sintético, por mil pés cúbicos	8,24	–	–	–	8,24	–
Custos médios de produção, por barril						
– total	17,26	17,29	30,79	6,93	17,22	9,40
Durante 2012						
<i>Preços médios de produção</i>						
Petróleo, por barril	104,60	81,53	100,56	112,15	103,90	89,73
Gás natural, por mil pés cúbicos(1)	8,08	3,37	3,17	–	7,75	–
Petróleo sintético, por barril	99,13	–	–	–	99,13	–
Gás sintético, por mil pés cúbicos	7,33	–	–	–	7,33	–
Custos médios de produção, por barril						
– total	13,75	13,71	6,69	9,39	13,62	22,80
Durante 2011						
<i>Preços médios de produção</i>						
Petróleo, por barril	102,24	74,03	107,02	114,65	101,52	89,40
Gás natural, por mil pés cúbicos(1)	8,83	3,16	4,72	–	8,27	–
Petróleo sintético, por barril	98,94	–	–	–	98,94	–
Gás sintético, por mil pés cúbicos	7,42	–	–	–	7,42	–
Custos médios de produção, por barril						
– total	13,08	12,61	12,43	6,29	12,89	14,57

- (1) Os volumes de gás natural utilizados no cálculo desta tabela são os volumes de produção de gás natural disponível para venda e também são mostrados na tabela de produção acima. As quantidades de gás natural foram convertidos de bbl para pés cúbicos de acordo com a escala a seguir: 1 bbl = 6 pés cúbicos.
- (2) Operações na Venezuela em 2011 e 2012. Em 2013, esta informação inclui operações na África (PO&G), conforme especificado na nota 10 às nossas declarações financeiras consolidadas auditadas.

Item 4A. Comentários Não-Resolvidos de Equipe

Não aplicável

Item 5. Revisão e Estimativas Operacionais e Financeiras

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

As informações derivadas de nossas demonstrações contábeis a partir e para os exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2013, 2012 e 2011 foram preparadas em conformidade com as normas IFRS, conforme emissão pela IASB. Para mais informações, consulte “Apresentação das Informações Financeiras e Outras” e a Nota 2 de nossas Demonstrações Contábeis Consolidadas Auditadas.

A discussão a seguir sobre nossa condição financeira e resultados operacionais deve ser lida juntamente com as demonstrações contábeis consolidadas Auditadas e as notas explicativas a partir da página F-6 deste relatório anual.

Visão Geral

Nossas receitas são provenientes de:

- vendas domésticas, que consistem de vendas de derivados de petróleo (como diesel, gasolina, combustível de aviação (QAV), nafta, óleo combustível e gás liquefeito de petróleo), gás natural,

etanol, eletricidade e produtos petroquímicos;

- vendas de exportação, que consistem principalmente em vendas de petróleo bruto e derivados;
- vendas internacionais (excluindo vendas de exportações), que incluem vendas de petróleo bruto, gás natural e derivados comprados, produzidos e refinados no exterior; e
- outras fontes, incluindo serviços, receita de juros sobre aplicações financeiras, participação nos lucros de investidas, variações com moeda estrangeira e ganhos de indexação de inflação com instrumentos financeiros.

Nossas despesas incluem:

- custos de vendas (compostos por despesas trabalhistas diretas, custos operacionais e compras de petróleo e derivados); manutenção e reparo de imobilizado; depreciação e amortização de ativos fixos; depleção de campos de petróleo; e custos de exploração de petróleo e gás;
- vendas (que incluem despesas com transporte e distribuição de nossos produtos), despesas gerais e administrativas;
- despesas com pesquisa e desenvolvimento e outras despesas operacionais; e
- despesas com juros, indexação da inflação e perdas com variações cambiais sobre a dívida e outros instrumentos financeiros.

As oscilações de nossa posição financeira e dos resultados operacionais são resultantes da combinação de vários fatores, que incluem:

- o volume de petróleo, derivados e gás natural que produzimos e vendemos;
- as alterações nos preços internacionais do petróleo e derivados em dólares americanos;
- mudanças relacionadas em preços no mercado interno do petróleo e derivados em reais;
- a demanda por derivados de petróleo no Brasil, e a quantidade necessária de importação para atender a demanda local;
- as flutuações nas taxas de câmbio do dólar e, em um grau menor, de outras moedas, conforme descrito na nota 34.2.2 (c) das nossas Demonstrações Contábeis Consolidadas Auditadas ; e
- a quantidade de impostos sobre produção que devemos pagar sobre nossas operações.

Volumes de Vendas e Preços

A rentabilidade de nossas operações, em qualquer período contábil específico, está relacionada ao volume das vendas e preços do petróleo bruto, derivados de petróleo, gás natural e biocombustíveis que comercializamos e à relação destes preços com os preços internacionais. Em 2013, nossas vendas líquidas consolidadas somaram 1.384.616 mil barris de óleo equivalente, representando US\$141.462 milhões em receitas de vendas, versus 1.385.917 mil barris de óleo equivalente, representando US\$144.103 milhões em receitas de vendas em 2012, e 1.355.309 mil barris de óleo equivalente, correspondente a US\$145.915 milhões em receitas de vendas em 2011.

Como empresa verticalmente integrada, processamos a maior parte da nossa produção de petróleo bruto em nossas refinarias e vendemos os derivados refinados principalmente no mercado interno brasileiro. Portanto,

os preços dos derivados de petróleo no Brasil têm um impacto mais significativo em nossos resultados financeiros do que os preços do petróleo bruto. Os preços internacionais dos derivados de petróleo variam com o tempo, como resultado de vários fatores, inclusive o preço do petróleo bruto. No longo prazo, pretendemos vender nossos produtos no Brasil em paridade com os preços dos produtos no mercado internacional. No entanto, nossos preços de gasolina, diesel e outros derivados não são reajustados de modo a refletir a volatilidade de curto prazo nos mercados internacionais. Sendo assim, nossas margens do abastecimento podem ser substancialmente diferentes daquelas de outras empresas petrolíferas internacionais e integradas, dentro de um determinado período de reporte financeiro, devido a relevantes aumentos ou reduções, rápidos ou sustentáveis, no preço internacional do petróleo e derivados ou na taxa cambial do real frente ao dólar americano.

A cotação média do Brent, petróleo de referência internacional, foi de aproximadamente US\$108,66/barril em 2013, US\$111,58/barril em 2012 e US\$111,27/barril em 2011. Em dezembro de 2013, os preços médios do Brent atingiram US\$110,81/barril. Entretanto, devido à desvalorização do real ao longo de 2013, o preço médio do Brent em reais aumentou de R\$217,47/barril em 2012 para R\$234,52/barril em 2013.

Em novembro de 2011, anunciamos aumentos de preços no portão da refinaria (preço de atacado que vendemos aos distribuidores) de 10% para a gasolina e 2% para o diesel para parcialmente nos ajustar aos preços internacionais mais altos dos derivados. Durante 2012, anunciamos outros aumentos de preços no portão da refinaria, totalizando 7,8% para a gasolina e 10,2% para o diesel, em comparação aos preços de 31 de dezembro de 2011. Em 2013, anunciamos outros aumentos de preços no portão da refinaria, totalizando 10,9% para a gasolina e 19,6% para o diesel, em comparação aos preços de 31 de dezembro de 2012.

Em novembro de 2013, o Conselho de Administração anunciou os seguintes princípios e objetivos para nossa política de precificação para o diesel e a gasolina:

- Garantir que nossos índices de dívida e alavancagem retornem aos limites estabelecidos no Plano de Negócios e Gestão (PNG) 2013-2017 até no máximo dezembro de 2015, considerando o crescimento de nossa produção de petróleo e a aplicação de nossa política de preços para o diesel e a gasolina;
- Alcançar, em um período de tempo compatível, um alinhamento entre os preços do diesel e da gasolina no Brasil e no mercado internacional; e
- Prevenir a transferência da volatilidade dos preços internacionais do diesel e da gasolina para o consumidor local.

Ao longo de 2013, aproximadamente 75,3% das receitas de vendas originaram-se das vendas de derivados de petróleo, gás natural e outros produtos no Brasil, em comparação a 69,7% em 2012 e 67,8% em 2011.

	Exercício findo em 31 de dezembro de								
	2013			2012			2011		
	Volume	Preço Líquido Médio	Receitas de Vendas	Volume	Preço Líquido Médio	Receitas de Vendas	Volume	Preço Líquido Médio	Receitas de Vendas
	(mbbl, exceto quando expresso de outra forma)	(US\$ (1))	(em milhões de dólares)	(mbbl, exceto quando expresso de outra forma)	(US\$ (1))	(em milhões de dólares)	(mbbl, exceto quando expresso de outra forma)	(US\$ (1))	(em milhões de dólares)
Diesel.....	359.266	115.30	41.435	343.063	112.39	38.558	321.106	123.09	39.524
Gasolina automotiva	215.419	109.00	23.470	208.695	111.54	23.277	178.471	122.96	21.945
Óleo combustível (incluindo combustível de navio - bunker)	35.588	97.30	3.464	30.896	92.71	2.864	29.813	97.81	2.916
Nafta.....	62.520	94.10	5.885	60.331	95.23	5.745	61.034	94.18	5.748
GLP	84.281	47.00	3.960	81.992	50.32	4.126	81.636	59.85	4.886
Combustível de aviação (QAV).....	38.751	143.30	5.553	38.896	150.72	5.862	37.010	148.71	5.504
Outros derivados de petróleo.....	74.068	77.80	5760	72.969	81.67	5.959	68.780	98.83	6.797
Subtotal dos derivados	869.893	102.90	89.527	836.842	103.20	86.393	777.849	112.30	87.320
Gás Natural (boe)	149.277	49.40	7.376	130.544	50.41	6.580	110.042	51.80	5.701
Etanol, nitrogenados, renováveis e outros não-derivados de petróleo.....	33.346	146.00	4.868	30.369	132.60	4.027	31.413	141.56	4.447
Eletricidade, serviços e outros.....	-	-	4.693	-	-	3.498	-	-	1.473
Total do mercado interno	1.052.516	-	106.464	997.755	-	100.497	919.305	-	98.941
Exportação	144.111	105.30	15.172	203.234	109.99	22.353	231.086	106.66	24.649
Vendas internacionais	187.989	105.50	19.826	184.928	114.92	21.253	204.919	108.95	22.325
Total do mercado internacional	332.100	-	34.998	388.162	-	43.606	436.004	-	46.974
Receitas de vendas consolidadas	1.384.616	-	141.462	1.385.917	-	144.103	1.355.309	-	145.915

(1) Preço médio líquido calculado pela divisão das receitas de vendas pelo volume do exercício.

Efeitos da tributação em nossos lucros

Além dos impostos pagos em nome dos consumidores aos governos federal, estadual e municipal, tais como o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviço (ICMS), somos obrigados a pagar três encargos principais cobrados sobre nossas atividades de produção de petróleo no Brasil: royalties, participação especial e bônus de retenção. Ver Item 4. “Informações sobre a companhia – Regulamentação do Setor de Petróleo e Gás no Brasil – Tributação de acordo com o Regime de Concessão para Petróleo e Gás” e Item 3. “Informações Principais – Fatores de Risco – Riscos Relativos ao Brasil.”

Esses encargos impostos pelo governo federal brasileiro estão incluídos no custo de produtos vendidos. Além disso, a companhia está sujeita a impostos sobre a renda a uma alíquota efetiva de 25% e contribuição social a uma alíquota efetiva de 9%, a alíquota corporativa padrão no Brasil.

Para informações adicionais sobre impostos de renda, outros impostos a pagar, impostos de renda deferido e reconciliação entre impostos de renda calculados pela aplicação de uma alíquota estatutária e nossas despesas com impostos, vide nota 21 das Demonstrações Contábeis Consolidadas Auditadas da Companhia.

Inflação e Variação Cambial

Inflação

Desde a introdução do real como moeda corrente em julho de 1994, a inflação no Brasil manteve-se relativamente estável. A inflação foi de 5,91% em 2013, 5,84% em 2012 e 6,50% em 2011, segundo medição do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). A inflação tem impactado e poderá continuar impactando nossa situação financeira e nossos resultados operacionais, incluindo um aumento nas despesas financeiras, uma vez que parte de nossa dívida é indexada pela inflação.

Variação Cambial

Nossa moeda funcional atual é o real e nossa moeda de apresentação é o dólar americano. Portanto, mantemos nossos registros financeiros em reais e traduzimos nossas demonstrações financeiras em dólares americanos para fins de apresentação com base nas taxas de câmbio médias em vigor no período ou na data do balanço patrimonial, de acordo com os critérios estabelecidos na norma IAS 21 - "Os efeitos das alterações em taxas cambiais".

Quando o real valoriza em relação ao dólar americano, o efeito é geralmente o aumento tanto de receitas como despesas denominadas em dólares. Quando o real desvaloriza em relação ao dólar americano, o efeito é geralmente a redução tanto de receitas como despesas denominadas em dólares.

Entre 2003 e 2011, considerando as taxas de câmbio médias em vigor durante o ano, o dólar americano desvalorizou frente ao real em cada ano, com exceção de 2009. Em 2013, o dólar sofreu uma valorização de 10,4% frente ao real, em comparação a uma valorização de 14,3% em 2012 e desvalorização de 5,1% em 2011.

Flutuações de taxas cambiais têm múltiplos efeitos sobre nossos resultados operacionais em reais. O ritmo relativo em que nossas receitas e despesas totais aumentam ou diminuem, em reais, influenciadas pela taxa de câmbio e seu impacto sobre nossas margens é afetado pela nossa política de preços no Brasil. Quando o real se valoriza frente ao dólar americano e não ajustamos nossos preços no Brasil, geralmente, nossas margens melhoram. Quando o real se desvaloriza frente ao dólar americano e não ajustamos nossos preços no Brasil, geralmente, nossas margens contraem.

As variações de taxa de câmbio sobre ativos e passivos em moeda estrangeira das Companhias para as quais o real é a moeda funcional são registradas como lucros ou perdas, enquanto variações cambiais na tradução de subsidiárias estrangeiras são reconhecidas como outros resultados abrangentes no patrimônio líquido. À medida que nossa dívida líquida denominada em outras moedas aumenta, o impacto negativo de uma desvalorização do real sobre nossos resultados e lucro líquido, quando expressos em reais, também aumenta, reduzindo, assim, os ganhos disponíveis para distribuição. Para mais informações sobre nossa exposição à variação cambial relativa a ativos e passivos, vide a nota 32.2.2(c) das Demonstrações Contábeis Consolidadas Auditadas.

Com entrada em vigor em meados de maio de 2013, estipulamos relações de proteção de fluxos de caixa em que (a) os itens protegidos são porções de nossas receitas de exportação futuras mensais altamente prováveis em dólares americanos, (b) os instrumentos de *hedge* são porções de nossas obrigações de dívida de longo prazo expressas em dólares americanos, e (c) o risco protegido é o efeito das flutuações cambiais entre o dólar americano e a moeda funcional da companhia, o real. Tanto as obrigações de dívida de longo prazo (instrumentos de *hedge*) como as exportações futuras (itens protegidos) estão expostas aos riscos da variação cambial do real frente ao dólar americano e sua respectiva taxa cambial à vista. A contabilização de *hedge* de fluxo de caixa permite que ganhos e perdas provenientes de efeitos de variações cambiais sobre os instrumentos de *hedge* não sejam reconhecidos imediatamente como lucros ou perdas, mas em outros resultados abrangentes no patrimônio líquido e então reclassificados do patrimônio para o resultado nos períodos em que as transações protegidas ocorram. Vide as notas 3.3.6 e 34.2.2 das nossas Demonstrações Contábeis Consolidadas Auditadas para mais informações sobre nosso *hedge* de fluxo de caixa.

À medida que nosso endividamento em dívidas de longo prazo denominado em dólares americanos continua a aumentar, somente seremos capazes de criar relacionamentos de *hedge* de fluxos de caixa com tal dívida adicional de se formos capazes de aumentar nossa produção e, posteriormente, nossas receitas mensais de exportação futuras altamente prováveis em dólares americanos.

A variação da taxa de câmbio também afeta o lucro acumulado disponível para distribuição quando expresso em dólares americanos. Os valores reportados como disponíveis para distribuição em nossos registros contábeis estatutários são calculados em reais e elaborados de acordo com o IFRS e podem aumentar ou diminuir quando expressos em dólares americanos, à medida que o real valoriza ou desvaloriza frente ao dólar americano.

RESULTADOS OPERACIONAIS

As diferenças em nossos resultados operacionais ano a ano ocorrem devido à combinação de fatores que incluem, principalmente: o volume de petróleo bruto, derivados e gás natural que produzimos e vendemos; os preços pelo quais vendemos nosso petróleo bruto, derivados de petróleo e gás natural e a relação entre estes preços e os preços internacionais; o nível e custo de importações e exportações necessários para atender nossa demanda; taxas de produção; e a diferença entre as taxas de inflação no Brasil e internacionais, ajustadas pela desvalorização ou valorização do real frente ao dólar americano.

A tabela abaixo mostra o valor de alteração de cada uma dessas variáveis nos últimos três exercícios. Os volumes de produção apresentados nesta tabela são elaborados de acordo com os critérios da Sociedade de Engenheiros de Petróleo (SPE), que se aplicam à análise de nossos resultados operacionais:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>	<u>2011</u>
Produção de petróleo bruto e GNL (mmbbl/d):			
Brasil	1.931	1.980	2.022
Internacional	109	139	140
Produção internacional não consolidada (1)	19	7	8
Produção total de petróleo bruto e GNL	<u>2.059</u>	<u>2.126</u>	<u>2.170</u>
Varição na produção de petróleo bruto e GNL	(3,2)%	(2,0)%	0,6%
Preço médio de venda do petróleo bruto (US\$/barrel):			
Brasil	98,19	104,60	102,24
Internacional	89,86	94,37	91,37
Produção de gás natural (mmcf/d) (2):			
Brasil	2.336	2.250	2.130
Internacional	546	582	582
Produção total de gás natural	<u>2.882</u>	<u>2.832</u>	<u>2.712</u>
Varição na produção de gás natural (somente venda)	1,8%	4,4%	5,9%
Preço médio de venda do gás natural (US\$/mcf) (2):			
Brasil	7,90	8,08	8,83
Internacional	3,51	3,00	2,88
Taxa de câmbio no final do exercício (Reais/US\$)	2,34	2,04	1,88
Valorização (desvalorização) durante o exercício (3)	(14,8)%	(8,5)%	(12,6)%
Taxa de câmbio média do período (Reais/US\$)	2,16	1,96	1,67
Valorização (desvalorização) durante o exercício (4)	(10,4)%	(14,3)%	5,1%
Índice de inflação (IPCA)	5,9%	5,8%	6,5%

(1) Companhias não consolidadas na Venezuela e, a partir de junho de 2013, companhias na África, conforme descrito na nota 10 das nossas Demonstrações Contábeis Consolidadas Auditadas.

(2) Os valores foram convertidos de bbl para pés cúbicos, de acordo com a escala: 1 bbl = 6 pés cúbicos.

(3) Com base na taxa de câmbio no final do exercício (R\$/ US\$).

(4) Com base na taxa de câmbio média do exercício (R\$/US\$).

Praticamente todas as receitas e despesas de nossas operações no Brasil são denominadas e pagáveis em reais. Quando o dólar americano se valoriza frente ao real, como ocorreu em 2013 e 2012 (com valorização de 10,4% e 14,3%, respectivamente), as receitas e despesas diminuem quando convertidas para dólares americanos. A valorização do dólar americano frente o real afeta os itens discutidos nesta rubrica de diversas maneiras. Consequentemente, as comparações a seguir entre nossos resultados operacionais em 2013 e 2012, e entre nossos resultados operacionais em 2012 e 2011, são impactadas pela desvalorização do real frente ao dólar americano durante o referido período. Vide nota 2 de nossas Demonstrações Contábeis Consolidadas Auditadas

referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2013 para mais informações sobre a conversão dos valores em reais para dólares.

RESULTADOS OPERACIONAIS – 2013 COMPARADO COM 2012

Receitas de Vendas

A receita de vendas caiu 2%, de US\$144.103 milhões em 2012 para US\$141.462 milhões, principalmente devido aos efeitos cambiais (a valorização do dólar americano frente ao real) Excluindo os efeitos cambiais, a receita de vendas em moeda nacional aumentou 8%, devido principalmente a:

- um aumento nos preços dos derivados no mercado interno, principalmente devido aos reajustes do preço da gasolina e do diesel, o aumento no preço da energia elétrica e o impacto da valorização do dólar americano (10%) sobre os preços dos derivados de petróleo que são reajustados para refletir os preços internacionais;
- um aumento de 4% no volume de vendas de derivados no mercado interno, principalmente do diesel (5%), gasolina (4%) e óleo combustível (17%), compensado pela redução do volume de exportação de petróleo (43%), atribuível a níveis de produção mais baixos e ao aumento da carga processada.

Custo de Vendas

O custo de vendas aumentou 1%, de US\$107.534 milhões em 2012 para US\$108.254 milhões, devido a:

- um crescimento de 4% no volume de vendas de derivados no mercado interno, alcançado devido à expansão da produção de derivados nas refinarias;
- um aumento no volume de importação de gás natural para atender à demanda termoeletrica e maior volume de importação de petróleo atribuível ao aumento na carga processada em nossas refinarias;
- um impacto da valorização do dólar americano sobre nossos custos unitários;
- aumento nos custos de produção de petróleo, atribuível ao maior número de intervenções em poços e ao início da produção de novos sistemas que ainda não estão produzindo com capacidade total;

Excluindo o impacto dos efeitos cambiais, o custo de vendas em moeda local teve um aumento de 11% em 2013.

Despesas com Vendas

As despesas com vendas expressas em dólares americanos permaneceram relativamente inalteradas em 2013 (US\$4.904 milhões) em comparação a 2012 (US\$4.927 milhões). Excluindo os efeitos cambiais, as despesas com vendas cresceram 10% em 2013, quando expressadas em reais, principalmente influenciadas pelo aumento das despesas com frete, devido ao maior volume de vendas no mercado interno.

Despesas Gerais e Administrativas

As despesas gerais e administrativas caíram 1%, de US\$5.034 milhões em 2012 para US\$4.982 milhões em 2013. Excluindo os efeitos cambiais, as despesas gerais e administrativas em moeda local cresceram 9%, principalmente devido ao aumento das despesas com remuneração de funcionários em consequência dos Acordos Coletivos de 2012 e 2013.

Custos de Exploração

Os custos de exploração sofreram uma redução de 26% em 2013 (US\$2.959 milhões) em comparação a 2012 (US\$3.994 milhões), principalmente devido à menor baixa de poços secos ou subcomerciais. Apresentamos o detalhamento dos custos de exploração por natureza na nota 15 das nossas Demonstrações Contábeis Consolidadas Auditadas.

Despesas com Pesquisa e Desenvolvimento

As despesas com pesquisa e desenvolvimento permaneceram relativamente inalteradas em 2013 (US\$1.132 milhões) em comparação a 2012 (US\$1.143 milhões). Ver Item 5. “Revisão e Estimativas Operacionais e Financeiras” para maiores detalhes sobre nossas atividades de Pesquisa e Desenvolvimento.

Outras Receitas e Despesas Operacionais

A redução de 47% em nossas outras despesas operacionais líquidas em 2013 em comparação a 2012 (US\$2.237 milhões versus US\$4.185 milhões) é atribuível aos ganhos com a alienação de ativos, incluindo a alienação de 50% de nossa participação em ativos na África e no bloco BC-10, conforme descrito na nota 10 das nossas Demonstrações Contábeis Consolidadas Auditadas.

Receita (despesa) financeira líquida

Registramos uma despesa financeira líquida de US\$2.791 milhões em 2013, um aumento de US\$865 milhões em relação a 2012, devido a:

- Uma redução na receita financeira em relação a 2012, quando nos beneficiamos do impacto positivo dos ganhos na alienação de títulos do governo (Notas do Tesouro Nacional – Série B) e receita de juros sobre depósitos em juízo (US\$1.280 milhões);
- Um aumento da despesa financeira devido ao aumento da dívida; e
- O pagamento de determinados débitos tributários e disputas por meio da nossa participação no programa de recuperação fiscal do governo federal (REFIS).

Este aumento nas despesas financeiras líquidas foi parcialmente compensado por menores perdas cambiais (US\$1.636 milhões) devido à extensão da nossa contabilização de *hedge* de fluxo de caixa, reduzindo em US\$5.924 milhões o impacto dos efeitos cambiais sobre nossas despesas financeiras. Vide as notas 3.3.6 e 34.2.2 (a) das nossas Demonstrações Contábeis Consolidadas Auditadas para mais informações sobre nosso *hedge* de fluxo de caixa.

Imposto de Renda

O imposto de renda pago sofreu uma redução de US\$984 milhões em 2013 em relação a 2012, devido à menor receita antes dos impostos e ao impacto de diferentes alíquotas tributárias por jurisdição aplicadas a companhias com domicílio no exterior, atribuível à alienação (e perda do controle) de ativos na África.

Rendimento (Perda) Líquido por Segmento de Negócio

Medimos o desempenho no nível do segmento com base no rendimento líquido. A seguir, uma demonstração do rendimento líquido de nossos seis segmentos em 2013 versus 2012. Ver Item 4. “Informações sobre a companhia” e a nota 3.2 de nossas Demonstrações Contábeis Consolidadas Auditadas para mais informações sobre nossos segmentos de negócios.

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2013 (1)	2012 (1)	Variação Percentual
	(em milhões de dólares)		
Exploração e Produção	19.523	23.406	(17)%
Refino, Transporte e Comercialização	(8.162)	(11.718)	(30) %
Gás e Energia	631	861	(27)%
Bicombustível	(117)	(112)	4%
Distribuição	876	914	(4)%
Internacional	1.729	719	140%
Corporativo (2)	(3.331)	(2.565)	30%
Eliminações	(55)	(471)	(88)%
Lucro Líquido	11.094	11.034	1%

(1) Excluindo participações minoritárias.

(2) Nosso segmento Corporativo consiste em nossas atividades financeiras não atribuíveis a outros segmentos, incluindo a gestão financeira corporativa, custos administrativos centrais e despesas legais associadas aos nossos benefícios médicos e de aposentadoria para participantes inativos.

Exploração e Produção

O lucro líquido do segmento de Exploração e Produção (E&P) sofreu um declínio de 17% em 2013, em relação a 2012, principalmente devido à redução na produção de petróleo e GNL (2%) resultante do declínio natural dos campos (ligeiramente compensado pelo início da produção de novos sistemas), custos mais altos de depreciação de equipamentos, aumento nos custos de frete para plataformas de petróleo, aumento nos custos de remuneração de funcionários e custos mais altos com intervenções e manutenções de poços.

O aumento dos preços de petróleo no mercado interno (venda/transferência, quando expressos em reais), uma menor baixa de poços secos ou subcomerciais e um ganho com a alienação de nossa participação total no bloco BC-10 parcialmente compensaram essa redução no lucro líquido.

O *spread* entre o preço médio do petróleo nacional vendido/transferido e a cotação média do Brent aumentou de US\$6,98/bbl em 2012 para US\$10,47/bbl em 2013.

Ver Item 4. “Informações sobre a companhia – Visão Geral do Grupo – Mudanças nas Reservas Provadas” para mais informações sobre mudanças nas reservas provadas.

Refino, Transporte e Comercialização

O segmento de Refino, Transporte e Comercialização compra petróleo do segmento de E&P e importa petróleo para mistura com nosso petróleo doméstico. Além disso, o segmento de Refino, Transporte e Comercialização compra derivados de petróleo nos mercados internacionais para suprir o excesso de demanda de produto no mercado interno. Tais aquisições são feitas ao preço no mercado internacional, do segmento de E&P ou de mercados internacionais, e os produtos são vendidos no Brasil a um preço que esperamos que vá convergir com os preços no mercado internacional no longo prazo. Para alguns dos nossos produtos, principalmente a gasolina, o diesel e o GLP residencial, entretanto, os preços no Brasil podem ser bem diferentes do preço nos mercados internacionais.

Em 2013, as perdas líquidas do nosso segmento de Refino, Transporte e Comercialização sofreram redução de 30% em relação a 2012, refletindo os reajustes dos preços do diesel e da gasolina no mercado interno a partir de junho de 2012, e a maior carga processada em nossas refinarias, reduzindo a participação das importações de derivados de petróleo em nosso *mix* de vendas, parcialmente compensado pelos custos mais altos

do petróleo adquirido/transferido (quando expressos em reais).

Gás e Energia

O lucro líquido do segmento de Gás e Energia sofreu um decréscimo de 27% em 2013 devido aos maiores custos com importação de GNL e gás natural, necessários para atender a maior demanda termoelétrica. Essa redução foi parcialmente compensada pela maior geração termoelétrica e o aumento do preço médio da energia elétrica, principalmente atribuível aos níveis mais baixos dos reservatórios de água das hidroelétricas no Brasil (causados pelo menor volume de chuvas), o que por sua vez aumentou as diferenças nos preços de venda.

Biocombustível

As perdas líquidas do segmento de Biocombustíveis aumentaram em 4% em 2013, influenciadas pela redução no preço médio de venda do biodiesel (que sofreu redução de 11% em comparação a 2012). Essas perdas líquidas foram parcialmente compensadas pela diminuição da nossa participação nas perdas dos investimentos em etanol, atribuíveis aos aumentos dos volumes de vendas de açúcar, energia elétrica e etanol, assim como o aumento no preço médio de venda do etanol e da energia elétrica.

Distribuição

O lucro líquido do segmento de Distribuição caiu 4% em 2013 em relação a 2012. Excluindo os efeitos cambiais, o lucro líquido em moeda local do segmento cresceu devido ao aumento de 7% nas margens médias de comercialização e ao aumento de 4% em volume de vendas. Este aumento foi parcialmente compensado pela expansão das despesas com vendas e administrativas.

O volume de vendas da Distribuição aumentou no quarto trimestre de 2013. No entanto, nossa participação de mercado diminuiu em 2013 (37,5%) em comparação a 2012 (38,1%) devido a uma alteração no *mix* de vendas, com o intuito de alcançar margens mais altas.

Internacional

O lucro líquido do segmento Internacional cresceu 140%, impulsionado pelos ganhos com a alienação de ativos conforme o PRODESIN, nosso programa de desinvestimento, principalmente na África e nos Estados Unidos, e o reconhecimento de créditos tributários na Holanda. Os custos mais baixos com exploração e baixa de poços também tiveram um impacto positivo. Esse aumento no lucro líquido foi parcialmente compensado pela menor produção de petróleo e GNL.

Vide a nota 30 de nossas Demonstrações Contábeis Consolidadas Auditadas para mais informações sobre nossos segmentos de negócios.

Resultados Operacionais – 2012 comparado com 2011

Receita de vendas

A receita de vendas diminuiu 1% para US\$ 144.103 milhões em 2012 em comparação com US\$ 145.915 milhões em 2011. Essa redução deveu-se principalmente à valorização do dólar norte-americano frente o real.

Excluindo os efeitos cambiais, a receita de vendas em moeda local aumentou 15%, impulsionada por:

- Preços domésticos mais altos para derivados de petróleo, devido à alta dos preços de diesel e gasolina e ao impacto da valorização do dólar norte-americano frente o real sobre os derivados de petróleo (principalmente combustível de aviação), que foram ajustados para refletir os preços internacionais; e

- Um aumento de 8% nos volumes de vendas domésticas, principalmente atribuível ao crescimento no volume de vendas de gasolina (17%), diesel (6%), combustível de aviação (5%) e gás natural (17%), parcialmente compensado pelos menores volumes de exportação de petróleo devido à maior matéria-prima processada e à menor produção de petróleo.

Custo das Vendas

O custo das vendas aumentou 8% para US\$ 107.534 milhões em 2012 em comparação com US\$ 99.595 milhões em 2011.

Excluindo os efeitos cambiais, o custo das vendas em moeda local aumentou 26%, devido a:

- Um aumento de 8% nos volumes de vendas domésticas de derivados de petróleo, supridos, principalmente, por maiores volumes de importação;
- Maiores custos de importação de petróleo e derivados, devido a maiores volumes de importação, assim como maiores custos de produção;
- Maiores custos de depreciação, depleção e amortização devido ao início operacional das atividades das novas instalações.

Despesas de Vendas

As despesas de vendas diminuiram 8%, totalizando US\$ 4.927 milhões em 2012 em comparação com US\$ 5.346 milhões em 2011, devido à valorização do dólar norte-americano frente ao real.

Excluindo os efeitos cambiais, as despesas de vendas aumentaram 7% em 2012 em comparação a 2011, devido a maiores custos de frete resultantes do aumento no volume de vendas.

Despesas Gerais e Administrativas

Despesas Gerais e Administrativas diminuiram 2% para US\$ 5.034 milhões em 2012 em comparação com US\$ 5.161 milhões em 2011.

Excluindo os efeitos cambiais, as despesas gerais e administrativas aumentaram 14% em 2012 em comparação com 2011. Este crescimento foi resultado, principalmente, das maiores despesas com remuneração de funcionários decorrentes dos Acordos Coletivos de Trabalho de 2011 e 2012, do aumento da força de trabalho e dos serviços técnicos terceirizados.

Custos de Exploração

Os custos de exploração aumentaram 52% para US\$ 3.994 milhões em 2012 em comparação com US\$ 2.630 milhões em 2011, principalmente devido às maiores baixas de poços secos ou subcomerciais.

Despesas com Pesquisa e Desenvolvimento

As despesas com pesquisa e desenvolvimento diminuiram 21% para US\$ 1.143 milhões em 2012 em comparação com US\$ 1.454 milhões em 2011, principalmente devido à valorização do dólar norte-americano. Excluindo os efeitos cambiais, as despesas com pesquisa e desenvolvimento caíram 8%, devido a menores custos com o projeto de separador submarino de água e óleo (SSAO) em 2012.

Outras Receitas e Despesas Operacionais, Líquidas

Outras despesas operacionais, líquidas, aumentaram 5% para US\$ 4.185 milhões em 2012 em comparação com US\$ 3.984 milhões em 2011, devido principalmente aos maiores custos decorrentes de maiores perdas com processos judiciais e administrativos.

Receita financeira (despesa), líquida

As despesas financeiras líquidas somaram US\$ 1.926 milhões em 2012, em comparação com uma receita financeira líquida de US\$ 76 milhões em 2011. A queda deveu-se, principalmente, ao efeito da valorização do dólar norte-americano frente o real sobre uma maior dívida líquida.

Participações Minoritárias

As participações minoritárias diminuíram para US\$ 103 milhões em 2012 em comparação com US\$ 129 milhões em 2011.

Lucro (Prejuízo) Líquido por Segmento de Negócio

Mensuramos o desempenho por segmento com base no lucro líquido. A tabela abaixo demonstra o lucro líquido de seis segmentos de negócios em 31 de dezembro de 2012, em comparação com o mesmo período de 2011.

	Exercício findo em 31 de dezembro de		Percentual de Variação (%)
	2012(1)	2011(1)	
	(em milhões de dólares)		
Exploração e Produção	23.406	24.326	(3,8)
Refino, Transporte e Comercialização	(11.718)	(5.718)	104,9
Gás e Energia	861	1.862	(53,8)
Biocombustível	(112)	(95)	17,9
Distribuição	914	774	18,1
Internacional	719	1.179	(39,0)
Corporativo (2)	(2.565)	(721)	255,8
Eliminações	(471)	(1.486)	(68,3)
Lucro Líquido	11.034	20.121	(45,2)

(1) Excluindo participações minoritárias.

(2) Nosso segmento corporativo abrange nossas atividades financeiras não atribuíveis a outros segmentos, inclusive gestão financeira corporativa, despesas gerais administrativas centrais e despesas atuariais relacionadas aos planos de pensão e de saúde aos participantes inativos.

Exploração e Produção

O lucro líquido do segmento de Exploração e Produção registrou queda de 3,8% devido à valorização do dólar norte-americano frente o real.

Excluindo os efeitos cambiais, o lucro líquido em moeda local sobre exploração e produção aumentou 12% devido à alta dos preços domésticos de petróleo (vendas/transferências), refletindo a desvalorização do real frente o dólar norte-americano e menores encargos de redução ao valor recuperável dos ativos. Esses efeitos foram parcialmente compensados por níveis mais baixos de produção, maior manutenção e custos de reparo relativos a poços, custo de frete para plataformas petrolíferas, depreciação de equipamento e impostos sobre produção devido ao início das atividades dos novos sistemas/poços, bem como maiores baixas de poços secos ou subcomerciais perfurados principalmente entre 2009 e 2012 (a custos mais elevados), especialmente em áreas de novas fronteiras de exploração.

O *spread* entre o preço médio nacional do petróleo (venda/transferência) e o preço médio do petróleo

Brent caiu de US\$ 9,03/bbl em 2011 para US\$ 6,98/bbl em 2012.

Vide Item 4. “Informações sobre a companhia – Visão Geral do Grupo – Mudanças nas Reservas Provasdas” para mais informações sobre mudanças em reservas provadas.

Refino, Transporte e Comercialização

Nosso segmento de Refino, Transporte e Comercialização, ou RTC compra petróleo cru da E&P e importa petróleo para ser misturado com o nosso petróleo. Além disso, o segmento de RTC compra derivados de petróleo nos mercados internacionais para atender ao excesso de demanda pelo produto no mercado nacional. O segmento de RTC adquire petróleo e seus derivados pelo preço internacional, seja da E&P ou de mercados internacionais, e vende os produtos no Brasil a um preço que esperamos corresponder aos preços internacionais no longo prazo. No entanto, para alguns de nossos produtos, principalmente gasolina, diesel e GLP residencial, os preços no Brasil podem ficar defasados em relação aos mercados internacionais.

O prejuízo líquido de nosso segmento de RTC aumentou 104,9%, devido ao impacto da valorização do dólar norte-americano sobre os custos de petróleo cru (aquisição/transferência) e custos de derivados de petróleo (importações), além de maiores volumes de importação de derivados de petróleo (principalmente gasolina e diesel). Esses efeitos foram parcialmente compensados por aumentos de 7% nos preços de venda de exportações e de 5% na produção de derivados de petróleo, respectivamente. Excluindo os efeitos cambiais, os preços de vendas domésticas aumentaram 11% em 2012.

Gás e Energia

O lucro líquido do segmento de Gás e Energia diminuiu 53,8%, devido às menores margens das vendas de gás natural, devido ao impacto da valorização do dólar norte-americano sobre os custos de importação de GNL e maiores volumes de importação de GNL para atender a maior demanda termoeleétrica nacional e devido ao impacto positivo de créditos fiscais em 2011 (US\$ 554 milhões). Esses efeitos foram parcialmente compensados por maiores preços médios de eletricidade e maiores volumes de vendas devido aos menores níveis dos reservatórios nas usinas hidroelétricas do Brasil, em razão do baixo nível pluviométrico em todas as regiões brasileiras.

Biocombustível

O prejuízo líquido de nosso segmento de biocombustível aumentou 17,9% devido aos resultados negativos de empresas investidas no setor de etanol e ao aumento nas despesas com pesquisa e desenvolvimento, relacionadas principalmente ao etanol de segunda geração. Em 2012, o prejuízo líquido das operações de biocombustível foi parcialmente compensado pelo efeito positivo das mudanças nas regras do leilão de biocombustível no quarto trimestre de 2011.

Distribuição

O lucro líquido do segmento de Distribuição aumentou 18,1%, devido, principalmente, ao aumento das margens de vendas em 2012 em comparação a 2011. Nossas margens brutas melhoraram em 2012, pois não vivenciamos fatores negativos que afetaram nossas margens como em 2011, relacionados com perdas resultantes da venda de estoque devido à volatilidade dos preços de etanol e devido a um aumento de 4% nos volumes de vendas, bem como melhor eficiência operacional.

O segmento de Distribuição contabilizou 38,1% volume de vendas do mercado nacional de distribuição de combustível em 2012, versus 39,2% em 2011.

Internacional

O lucro líquido do segmento internacional diminuiu 39%, principalmente em função da redução ao valor

recuperável dos ativos, que totalizaram US\$ 225 milhões, na refinaria de Pasadena nos Estados Unidos.

Informações Adicionais por Segmento de Negócios

A tabela a seguir mostra dados financeiros selecionados adicionais por segmento de negócios para 2013, 2012, e 2011:

	Para o Exercício Fiscal Encerrado em 31 de Dezembro,		
	2013	2012	2010
	(U.S.\$ milhões)		
Exploração e Produção			
Receitas de Vendas terceiros (1)(2).....	1.114	843	516
Receitas líquidas entre segmentos	67.096	73.871	73.601
Total Receitas de Vendas (2)	68.210	74.714	74.117
Rendimento Líquido (perda)(3).....	19.523	23.406	24.326
Gastos de capital e investimentos.....	27.566	21.959	20.405
Imobilizado.....	126.716	102.779	90.633
Refino, Transporte e Comercialização			
Receitas de Vendas terceiros (1)(2).....	72.948	78.760	80.484
Receitas de Vendas entre Segmentos	38.103	37.950	38.146
Total Receitas de Vendas (2)	111.051	116.710	118.630
Rendimento Líquido (perda)(3).....	(8.162)	(11.718)	(5.718)
Gastos de capital e investimentos.....	14.243	14.745	16.133
Imobilizado.....	66.200	63.463	54.629
Gás e Energia			
Receitas de Vendas terceiros (1)(2).....	12.826	10.515	8.434
Receitas de Vendas entre Segmentos	1.191	1.288	1.304
Total Receitas de Vendas (2)	14.017	11.803	9.738
Rendimento Líquido (perda)(3).....	631	861	1.862
Gastos de capital e investimentos.....	2.716	2.113	2.293
Imobilizado.....	20.882	21.585	21.968
Biocombustível			
Receitas de Vendas terceiros (1)(2).....	64	90	32
Receitas de Vendas entre Segmentos	324	365	288
Total Receitas de Vendas (2)	388	455	320
Rendimento Líquido (perda)(3).....	(117)	(112)	(95)
Gastos de capital e investimentos.....	143	147	294
Imobilizado.....	222	255	285
Distribuição			
Receitas de Vendas terceiros (1)(2).....	40.370	39.834	43.270
Receitas de Vendas entre Segmentos	995	878	731
Total Receitas de Vendas (2)	41.365	40.712	44.001
Rendimento Líquido (perda)(3).....	876	914	774
Gastos de capital e investimentos.....	514	666	679
Imobilizado.....	2.672	2.733	2.510
Internacional			
Receitas de Vendas terceiros (1)(2).....	14.140	14.061	13.179
Receitas de Vendas entre Segmentos	2.162	3.868	3.777
Total Receitas de Vendas (2)	16.302	17.929	16.956
Rendimento Líquido (perda)(3).....	1.729	719	1.179
Gastos de capital e investimentos.....	2.368	2.572	2.631
Imobilizado.....	7.971	10.882	9.871

- (1) Como somos uma empresa verticalmente integrada, nem todos os nossos segmentos possuem receitas de terceiros significativas. Por exemplo, nosso segmento de exploração e produção responde por grande parte de nossas atividades econômicas e pelos investimentos, mas possui poucas receitas de terceiros.
- (2) As receitas para comercialização de petróleo para terceiros são classificadas de acordo com os pontos de venda, que podem ser tanto o segmento de Exploração e Produção quanto o de Refino, Transporte e Comercialização.
- (3) Excluindo participações minoritárias.

LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL

Visão Geral

Nossas principais aplicações de recursos destinam-se a investimentos, pagamento de dividendos e liquidação de dívidas. Em 2013, cumprimos essas exigências com recursos gerados internamente, dívida de longo prazo e dívida de curto prazo, desinvestimentos e também uma redução em nossos títulos e valores mobiliários. Em 2014, nossas principais necessidades de caixa estão voltadas para nossos investimentos do orçamento, os dividendos anunciados para o exercício findo em 31 de dezembro de 2013 de US\$3.970 milhões, assim como os pagamentos de principal e juros no valor de US\$12.283 milhões sobre nossa dívida de longo prazo.

Estratégia Financeira

O objetivo de nossa estratégia financeira é financiar os investimentos necessários para alcançar as metas estabelecidas em nosso Plano de Negócios e Gestão 2014-2018, divulgado em 25 de fevereiro de 2014. O Plano 2014-2018 prevê investimentos de US\$220,6 bilhões durante este período, dos quais US\$206,8 bilhões serão alocados a projetos já em implementação ou em processo de licitação, e os US\$13,8 bilhões restantes serão alocado ao portfólio sob avaliação com projetos que ainda estão em fase de planejamento de desenvolvimento e sujeitos à aprovação final da nossa administração.

No intuito de atingir as metas estabelecidas nos Plano 2014-2018, continuaremos a levantar o capital para dívida por diversos meios e por contratos de financiamento de longo prazo, incluindo a emissão de títulos nos mercados de capital internacionais, financiamento de fornecedores e financiamentos bancários. Pretendemos manter nosso atual perfil de vencimento de dívidas.

Em 2013, uma parcela de nossas necessidades de financiamento foi suprida com a alienação de ativos por meio de nosso programa de desinvestimento (PRODESIN). Os recursos das alienações de ativos totalizaram US\$3.820 milhões em 2013 e esperamos receber recursos adicionais em 2014 provenientes de operações ainda não concluídas. Vide a nota 10 de nossas Demonstrações Contábeis Consolidadas Auditadas para mais informações sobre alienação de ativos.

Para 2014, pretendemos suprir nossas necessidades financeiras por meio de uma combinação de nova dívida, proveniente de uma grande variedade de fontes de financiamento tradicionais, incluindo mercados de capital de dívida mundiais, agências de crédito de exportação, bancos de desenvolvimento não brasileiros, o BNDES, e bancos comerciais brasileiros e internacionais, reduzindo nosso saldo de caixa e facilidades de crédito existentes ao final do exercício. Em 30 de abril de 2014, tínhamos financiado parte de nossa necessidade (em um valor total de US\$21,3 bilhões), a partir de várias fontes de recursos, incluindo bancos comerciais, mercado de capitais e bancos de desenvolvimento, como o BNDES.

Regulamentação do Governo

Somos obrigados a submeter nosso orçamento de dispêndios anuais (Plano de Dispêndio Global ou PDG) ao Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão e ao Ministério de Minas e Energia. Após a análise destas agências, o Congresso Nacional deve aprovar o orçamento. Embora o nível total de nossos investimentos anuais seja regulado, a aplicação específica de recursos fica a nosso critério.

O Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão controla o valor total das dívidas de médio e longo prazo que nós e nossas subsidiárias brasileiras podemos incorrer por meio do processo de aprovação do orçamento anual. Antes de emitir a dívida de médio e longo prazo, nós, assim como nossas subsidiárias brasileiras, também devemos obter a aprovação da Secretaria do Tesouro Nacional. Os empréstimos que excederem os valores orçados aprovados para cada exercício também precisarão ser aprovados pelo Senado Brasileiro. Todas as nossas dívidas expressas em moeda estrangeira, bem com as de nossas subsidiárias brasileiras, devem ser registradas no Banco Central.

Entretanto, as emissões de dívidas por nossas subsidiárias internacionais, incluindo a PifCo e a PGF, não

estão sujeitas a registro no Banco Central ou aprovação pela Secretaria do Tesouro Nacional. Todas as emissões de notas de médio e longo prazo e debêntures exigem a aprovação de nosso Conselho de Administração.

Origem dos Recursos

Nosso Fluxo de Caixa

Em 2013, os recursos necessários para financiar nossos investimentos (US\$45.163 milhões) e o pagamento de dividendos (US\$2.656 milhões) foram obtidos através de fluxo de caixa operacional (US\$26.289 milhões), recursos líquidos de financiamentos de longo prazo (US\$16.021 milhões), caixa recebido da alienação de ativos (US\$3.820 milhões), e uma redução em nosso saldo de títulos do governo com vencimentos acima de 90 dias (US\$6.334 milhões).

O caixa líquido das atividades operacionais em 2013 aumentou 4% em moeda local (excluindo os efeitos cambiais), como resultado dos aumentos nos preços do diesel e da gasolina no mercado interno durante o ano de 2013 e o aumento nos volumes produzidos de produtos refinados (6%), que contribuíram para uma redução nos volumes de importação de derivados de petróleo. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo impacto da desvalorização do real sobre os custos de importação e pela diminuição dos volumes de exportação de petróleo. Em dólares americanos, o caixa operacional sofreu um decréscimo de US\$27.888 milhões em 2012 para US\$26.289 milhões em 2013.

Os recursos de financiamentos de longo prazo, líquidos de amortizações, totalizaram US\$16.021 milhões em 2013, um aumento de US\$6.935 milhões em comparação a 2012. As principais fontes de financiamento de longo prazo foram a emissão de seis séries de títulos denominados em dólar no total de aproximadamente US\$11 bilhões nos mercados de capital internacionais em maio de 2013, e financiamentos de longo prazo de instituições financeiras nacionais e internacionais.

Os recursos provenientes da alienação de ativos ao longo de 2013 alcançaram US\$3.820 milhões. Esses desinvestimentos foram o resultado do nosso programa de desinvestimento, o PRODESIN, sendo que a maioria dos recursos veio da alienação de 50% de nossa participação em operações na África (através da formação e venda parcial de uma *joint venture* que combina nossos ativos na África) e a alienação de nossa participação no bloco BC-10, no Brasil.

O caixa foi utilizado principalmente para investimentos e gastos de capital em unidades operacionais, totalizando US\$45.163 milhões em 2013 versus US\$40.706 milhões em 2012. Em grande parte, foram responsáveis por esse aumento os gastos mais elevados em E&P (US\$5.200 milhões), incluindo US\$2,6 bilhões relativos aos custos de aquisição de direitos sobre o bloco de Libra na área do pré-sal.

Em 2013, o pagamento de dividendos consumiu US\$2.656 milhões.

Em 31 de dezembro de 2013, nossas disponibilidades totalizavam US\$15.868 milhões, versus US\$13.520 milhões em 31 de dezembro de 2012. Nosso saldo de títulos do governo com vencimento de mais de 90 dias sofreu uma redução de US\$10.212 milhões em 31 de dezembro de 2012 para US\$3.878 milhões em 31 de dezembro de 2013.

Dívida de Curto Prazo

Nossa dívida de curto prazo em aberto serve, principalmente, para cobrir nosso capital de giro e importações de petróleo e derivados. Em 31 de dezembro de 2013, nosso total de dívida de curto prazo era de US\$3.654 milhões a parcela atual da dívida de longo prazo era de US\$3.118 milhões, em comparação a US\$3.666 milhões e US\$2.795 milhões em 31 de dezembro de 2012, respectivamente.

Dívida de Longo Prazo

Nossa dívida de longo prazo em aberto consiste principalmente da emissão de valores mobiliários em mercados de capital internacionais, recursos de bancos de desenvolvimento (como o BNDES), empréstimos junto a bancos comerciais brasileiros e internacionais e valores em aberto garantidos por agências de crédito de exportação e agências multilaterais. Em 31 de dezembro de 2013, a parcela não circulante do total da dívida de longo prazo totalizava US\$106.235 milhões, versus US\$88.484 milhões em 31 de dezembro de 2012. Este aumento deveu-se principalmente a empréstimos junto a bancos nacionais e internacionais e a emissão de títulos denominados em dólares americanos. Esses recursos financeiros serão utilizados principalmente para o desenvolvimento de projetos relativos à produção de petróleo e gás, para a construção de navios e tubulações, bem como para a construção e a expansão de unidades industriais. Vide a nota 17 de nossas Demonstrações Contábeis Consolidadas Auditadas para mais detalhes sobre nossa dívida por fonte e outras informações.

Inclusos nestes valores, em 31 de dezembro de 2013, estão as seguintes emissões de dívidas internacionais:

<u>Notes(*)/(**)</u>	<u>Valor contábil em 31 de dezembro de 2013</u> (em milhões de dólares)
Global Notes da Pifco a 2,875% com vencimento em 2015.....	1.247
Global Notes em Ienes Japoneses da Pifco a 2,150% com vencimento em 2016 ⁽¹⁾	328
Global Notes da Pifco a 3,875% com vencimento em 2016.....	2.494
Global Notes da Pifco a 6,125% com vencimento em 2016.....	878
Global Notes da PGF a 2,000% com vencimento em 2016.....	1.244
Global Notes com taxa variável da PGF com vencimento em 2016 ⁽²⁾	998
Global Notes da Pifco a 3,500% com vencimento em 2017.....	1.741
Notes da PESA a 5,875% com vencimento em 2017.....	300
Global Notes da Pifco a 4,875% com vencimento em 2018 ⁽³⁾	1.710
Global Notes da Pifco a 5,875% com vencimento em 2018.....	1.741
Global Notes da Pifco a 8,375% com vencimento em 2018.....	573
Global Notes da Pifco a 7,875% com vencimento em 2019.....	2.781
Global Notes da PGF a 3,000% com vencimento em 2019.....	1.984
Global Notes da PGF a 3,250% com vencimento em 2019 ⁽⁴⁾	1.781
Global Notes com taxa variável da PGF com vencimento em 2019 ⁽⁵⁾	1.496
Global Notes da Pifco a 5,750% com vencimento em 2020.....	2.479
Global Notes da Pifco a 5,375% com vencimento em 2021.....	5.326
Global Notes da Pifco a 5,875% com vencimento em 2022 ⁽⁶⁾	820
Global Notes da PGF a 4,250% com vencimento em 2023 ⁽⁷⁾	948
Global Notes da PGF a 4,375% com vencimento em 2023.....	3.452
Global Notes da Pifco a 6,250% com vencimento em 2026 ⁽⁸⁾	1.134
Global Notes da PGF a 5,375% com vencimento em 2029 ⁽⁹⁾	725
Global Notes da Pifco a 6,875% com vencimento em 2040.....	1.471
Global Notes da Pifco a 6,750% com vencimento em 2041.....	2.372
Global Notes da PGF a 5,625% com vencimento em 2043.....	1.710

(*) A Petrobras garante total e incondicionalmente os títulos emitidos pela PGF e a PifCo.

(**) Em 14 de janeiro de 2014, a PGF emitiu quatro parcelas de notes no total de US\$5,09 bilhões (após os encargos) (com valores agregados principais de *senior notes* garantidas de €3,05 bilhões e £600 milhões) e em 17 de março de 2014, a PGF emitiu seis parcelas dos títulos, totalizando US\$ 8,5 bilhões (após os encargos).

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

(2) Taxa variável igual a três meses da LIBOR em dólar americano mais 1,620%.

(3) Emitidas pela Pifco em 9 de dezembro de 2011 no valor de €1,25 bilhões.

(4) Emitidas pela PGF em 1 de outubro de 2012 no valor de €1,3 bilhões.

(5) Taxa variável igual a três meses da LIBOR em dólar americano mais 2,140%.

(6) Emitidas pela Pifco em 9 de dezembro de 2011 no valor de €600 milhões.

(7) Emitidas pela PGF em 1 de outubro de 2012 no valor de €700 milhões.

(8) Emitidas pela Pifco em 12 de dezembro de 2011 no valor de £700 milhões.

(9) Emitidas pela PGF em 1 de outubro de 2012 no valor de £450 milhões.

Acordos Não Incluídos no Balanço Patrimonial

Em 31 de dezembro de 2013, não haviam acordos não incluídos no balanço patrimonial que tenham ou poderiam ter um efeito significativo em nossa situação financeira, receitas ou despesas, resultados operacionais, liquidez, investimentos ou recursos de capital.

Aplicação de Recursos

Dispêndios de Capital e Investimentos

Investimos um total de US\$48.097 milhões em 2013, um aumento de 12% em comparação aos nossos investimentos de US\$42.949 milhões em 2012. Nossos investimentos em 2013 foram alocados, principalmente, ao aumento da produção de petróleo e gás e à modernização e expansão de nossas refinarias. Do total de dispêndios de capital em 2013, US\$27.566 milhões foram investidos em projetos de exploração e desenvolvimento no Brasil.

A tabela a seguir mostra nossos dispêndios de capital consolidados para cada um de nossos segmentos de negócio para 2013, 2012 e 2011:

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2013	2012	2011
	(em milhões de dólares)		
Exploração e Produção	27.566	21.959	20.405
Refino, Transporte e Comercialização	14.243	14.745	16.133
Gás e Energia	2.716	2.113	2.293
Biocombustível	143	147	294
Distribuição	514	666	679
Internacional			
Exploração e Produção	2.126	2.347	2.340
Refino, Transporte e Comercialização	156	131	189
Gás e Energia	26	5	31
Distribuição	52	72	58
Outros	8	17	13
Corporativo	547	747	729
Total	48.097	42.949	43.164

Em 25 de fevereiro de 2014, anunciamos nosso Plano de Negócios e Gestão 2014-2018, o qual abrange investimentos totais orçados no valor de US\$220,6 bilhões entre 2014 e 2018, dos quais US\$206,8 bilhões destinam-se a projetos em implementação ou em processo de licitação, e US\$13,8 bilhões referentes a projetos em fase de avaliação com projetos ainda na fase de planejamento do desenvolvimento e sujeitos à aprovação final de nossa Administração.

Esperamos que US\$153,9 bilhões de nosso dispêndio de capital em nosso Plano 2014-2018 sejam alocados ao segmento de exploração e produção no Brasil, no total de US\$162,9 bilhões, considerando também nossas atividades no exterior. Nosso orçamento de dispêndio de capital para 2014, incluindo nossos financiamentos de projetos, é de USD\$42,4 bilhões.

Planejamos atender nossos dispêndios de capital orçados principalmente através de geração interna de caixa, emissões em mercados de capital internacionais, empréstimos de financiamentos de projetos e linhas estruturadas, empréstimos em bancos comerciais, desinvestimentos e outras fontes de capital. Nossos dispêndios de capital reais podem variar substancialmente dos valores projetados definidos acima por causa das condições de mercado e disponibilidade dos recursos necessários.

Dividendos

Para 2013, nosso Conselho de Administração aprovou o pagamento de dividendos, sob a forma de juros sobre o capital próprio (antes do imposto de renda retido na fonte), no total de R\$9.301 milhões (US\$3.970 milhões, expressos com a taxa de câmbio da data do balanço patrimonial). Este valor é equivalente a R\$0,5217

(US\$0,2227) por ação ordinária, R\$0,9672 (US\$0,4129) por ação preferencial, R\$1,0434 (US\$0,4454) por ADS ordinário e R\$1,9344 (US\$0,8257) por ADS preferencial. Os dividendos para 2013 representam um total de 41,85% de nosso lucro líquido ajustado em reais (ajustado de acordo com a Lei das Sociedades por Ações Brasileira) e sua distribuição foi aprovada em nossa Assembleia Geral Anual de acionistas em 2 de abril de 2014. Os juros sobre o capital próprio foi distribuído aos nossos acionistas em 25 de abril de 2014.

Para mais informações sobre nossa política de dividendos, incluindo uma descrição de distribuição mínima de dividendos para nossos acionistas preferencialistas, nos termos do nosso Estatuto Social, consulte "Distribuição Obrigatória" e "Pagamento de Dividendos e Juros sobre Capital Próprio" no Item 10. "Informações Adicionais – Atos Constitutivos e Contrato Social.

Obrigações Contratuais

A tabela a seguir resume nossas obrigações contratuais e compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2013:

	Pagamentos Devidos por Período				
	Total	< 1 ano	1-3 anos	3-5 anos	> 5 anos
	(em milhões de dólares)				
Obrigações Contratuais					
Itens do Balanço Patrimonial: ⁽¹⁾					
Obrigações de dívida ⁽²⁾	114.236	8.001	19.958	24.730	61.547
Obrigações de financiamento	89	9	15	17	48
Custos de Decomissionamento	7.133	-	221	60	6.852
Total itens do balanço patrimonial	121.458	8.010	20.194	24.807	68.447
Outros compromissos contratuais de longo prazo					
Gás natural <i>ship-or-pay</i>	3.184	541	1.046	1.062	535
Contratos de serviço	56.407	25.138	19.763	6.299	5.208
Contratos de fornecimento de gás natural ⁽³⁾	12.056	2.259	4.124	3.940	1.734
Arrendamento operacional	52.091	14.683	16.081	8.107	13.219
Compromissos de compra	19.779	7.532	8.473	2.784	990
Total de outros compromissos de longo prazo	143.518	50.153	49.486	22.192	21.687
Total	264.976	58.164	69.680	46.999	90.134

- (1) Exclui o valor de US\$35.308 milhões relativos às nossas obrigações com fundo de pensão e assistência médica que são parcialmente garantidas por US\$22.735 milhões em ativos do plano e o valor de US\$7.133 milhões relacionado às nossas provisões para custos de decomissionamento. As informações sobre os planos de benefícios de pós-aposentadoria de funcionários (incluindo a análise de vencimento esperado de benefícios de pensão e assistência médica, apresentados na nota 22.5 (c) de nossas Demonstrações Contábeis Consolidadas Auditadas) e sobre provisões para custos de decomissionamento apresentados nas notas 22 e 20, respectivamente, de nossas Demonstrações Contábeis Consolidadas Auditadas.
- (2) Inclui encargos, dívida de curto prazo e dívida de longo prazo (parcelas circulante e não circulante).
- (3) Os valores assumem que a contraparte não preencha certas condições precedentes do acordo.

Estimativas e Políticas Contábeis Críticas

As informações sobre as áreas que exigem maior capacidade de julgamento ou envolvem um alto grau de complexidade na aplicação das políticas contábeis que atualmente afetam nossa situação financeira e nossos resultados das operações estão descritas na nota 4 de nossas Demonstrações Contábeis Consolidadas Auditadas (incluindo reservas de petróleo e gás, depreciação e perda no valor recuperável de ativos; pensão e outras obrigações pós-aposentadoria; responsabilidade condicional e provisões; contabilização de *hedge* e instrumentos financeiros derivativos). Informações adicionais sobre nossas políticas contábeis e novos aditamentos e padrões estão descritas nas notas 3 e 5 de nossas Demonstrações Contábeis Consolidadas Auditadas. Vide a nota 14 de nossas Demonstrações Contábeis Consolidadas Auditadas para mais informações sobre perda no valor recuperável de ativos. Além disso, ampliamos a discussão sobre alguns destes itens abordados nas demonstrações financeiras para determinados tópicos, como obrigações de retirada de ativos e recuperações ambientais, bem como teste de redução ao valor recuperável dos ativos de refino e planos de pensão e assistência médica.

As estimativas contábeis que fazemos nestes contextos exigem que façamos suposições sobre assuntos que são altamente incertos. As notas mencionadas adiante englobam somente as estimativas que consideramos

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

Obrigações de Retirada de Ativos e Recuperações Ambientais

Em diversos contratos, permissões e regulamentos, temos obrigações materiais legais de remoção de equipamentos e restauração de terra ou fundo do mar ao final das operações em áreas de produção. Nossas obrigações mais significativas de remoção de ativos envolvem a remoção e descarte das instalações *offshore* de poços de petróleo e gás e instalações de produção em todo o mundo. Provisionamos os custos de decomissionamento descontados estimados para a desmontagem e remoção destas instalações no momento da instalação dos ativos. Também estimamos os custos de futuras limpezas ambientais e recuperações com base nas informações atuais sobre custos e planos esperados para recuperação. A estimativa dos custos para retirada e remoção de ativos e de recuperação ambiental exige a realização de cálculos complexos que necessariamente envolvem um julgamento significativo, uma vez que nossas obrigações ocorrerão daqui a muitos anos, os contratos e regulamentações possuem descrições vagas das práticas de remoção e restauração e critérios terão que ser atendidos quando os casos de remoção e recuperação realmente ocorrerem e as tecnologias e custos de remoção de ativos constantemente mudam, juntamente com as considerações políticas, ambientais, de segurança e relações públicas. Consequentemente, o tempo e os valores dos fluxos de caixa futuros estão sujeitos a incertezas significativas.

Em 2013, nossa provisão para custos de decomissionamento sofreu uma redução de US\$2,30 bilhões devido à revisão anual e pagamentos de decomissionamento realizados.

Analizamos e revisamos nossos custos estimados associados ao abandono e desmobilização de áreas de produção de petróleo e gás. Portanto, para 2013 houve uma redução de US\$0,9 bilhão nos valores relativos à revisão da provisão, devido a:

a) uma redução de US\$1,63 bilhões atribuível ao aumento em nossa taxa de desconto ajustada para o risco (de 2,31% a.a. em 31 de dezembro de 2012 para 3,03% a.a. em 31 de dezembro de 2013) utilizada para desconto de obrigações futuras a valor presente; e

b) uma redução de US\$0,7 bilhão atribuível às estimativas de abandono revisadas, que incorporam tecnologias e procedimentos recentes da indústria, incluindo a adoção da técnica de *light workover* para o abandono de parte dos poços *offshore*.

Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento de US\$1,21 bilhão atribuível à desvalorização do real frente ao dólar americano (de R\$2,0435 em 31 de dezembro de 2012 para R\$2,3426 em 31 de dezembro de 2013).

A Petrobras está constantemente conduzindo estudos para incorporar as tecnologias e procedimentos mais recentes de modo a otimizar as operações de abandono de áreas, considerando as melhores práticas da indústria e as experiências prévias com relação aos custos incorridos.

Para mais informações sobre as alterações anuais nas provisões de decomissionamento, por favor, consulte a nota 20 de nossas Demonstrações Contábeis Consolidadas Auditadas.

Teste de Redução ao Valor Recuperável dos Ativos de Refino

Valor em uso é o método utilizado no teste de recuperabilidade do custo de nossos ativos de refino, que estão incluídos em uma única unidade geradora de caixa ("UGC") contendo todas as nossas refinarias e ativos, terminais e tubulações associados operados pela Transpetro. Esta UGC foi identificada baseada no conceito de otimização integrada e gestão do desempenho, que focam no desempenho global da UGC, permitindo uma mudança de margens de uma refinaria a outra. Todas as decisões relacionadas à UGC (operação, investimentos, e

estratégia de mercado) buscam maximizar o valor do sistema como um todo e não melhorar os resultados de cada parte constituinte. As tubulações e terminais também são uma parcela interdependente dos ativos de refino, a fim de abastecer o mercado.

A avaliação do valor em uso de um ativo envolve a utilização de estimativas com premissas incertas, tais como curvas futuras de produção, preços futuros de mercadorias, crescimento da receita de vendas, margens operacionais, taxas de desconto, taxas cambiais, taxas de inflação e investimentos necessários para realizar projetos. Nenhum encargo sobre a redução ao valor recuperável dos ativos foi reconhecido em 2013.

As principais premissas nas quais baseamos nossas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso da nossa UGC de refino foram derivadas de nosso plano de negócios e gestão e estão descritas a seguir:

estimativa de taxa de câmbio média de R\$2,23 a U.S.\$1,00 em 2014 (convergindo para R\$1,87 vs. U.S.\$1,00 a longo prazo);

Preço de petróleo cru Brent de U.S.\$105 para 2014, caindo para U.S.\$95 a longo prazo;

crescimento do volume de vendas internas baseado no crescimento projetado do PIB brasileiro e no do mundo;

aumentos na margem EBITDA, com a convergência dos preços de diesel e gasolina no Brasil a níveis internacionais; e

taxa de desconto pré-imposto derivada de nosso custo de capital médio ponderado (revisado anualmente).

Estas premissas estão sujeitas a alterações e as referidas alterações poderiam afetar os valores contábeis de ativos, e eventualmente causa nos encargos de redução ao valor recuperável dos ativos e estornos que afetarão o lucro ou a perda.

As premissas de preços futuros não consideram aumentos ou diminuições de curto prazo em preços como sendo indicativos de alterações em tendências de longo prazo e portanto tendem a ser estáveis. Contudo, os referidos preços estão sujeitos a alterações.

Para mais informações detalhadas sobre nossas políticas de perda de valor, favor consultar as Notas 3.10, 4.2 e 14 de nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas em 31 de dezembro de 2013.

Pensão e outros benefícios pós-aposentadoria

Atualmente oferecemos benefícios pós-aposentadoria a nossos empregados principalmente pelos planos de pensão Petros e Petros 2 e plano de saúde AMS, bem como por outros planos patrocinados por nossas subsidiárias brasileiras e internacionais, conforme descrito na nota 22 de nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas.

As alterações nas premissas atuariais, incluindo alterações na taxa de desconto utilizada, podem impactar significativamente nossas obrigações pensionárias. Nossas obrigações pensionárias e médicas caíram de U.S.\$47.909 milhões em 31 de dezembro de 2012 para U.S.\$35.308 milhões em 31 de dezembro de 2013, principalmente devido a um impacto de U.S.\$10,6 bilhões na remedição das premissas financeiras (oriundo principalmente de um aumento em nossa taxa de desconto nominal).

As nossas taxas de desconto nominais (antes da correção monetária) para os nossos planos de pensão Petros e Petros 2 e para o nosso plano de saúde (AMS) são determinadas baseadas em uma média ponderada dos títulos indexados à inflação da dívida pública (NTN-B), pela vigência de nossas obrigações de benefícios pós-aposentadoria. As taxas de juros de longo prazo do NTN-B subiram da faixa de 2,58% - 4,06% em 2012 para faixa de 5,96% - 6,73% em 2013, proveniente de um aumento da taxa básica de juros (SELIC), que afeta fortemente os

NTN-Bs.

O aumento de nossas taxas de desconto nominais de 9,35%, 9,35% e 9,42% em 2012 para 12,88%, 12,97% e 12,90% em 2013, respectivamente para cada plano de pensão e de saúde, seguiu um aumento nas taxas de juros internas mencionadas, bem como um aumento nas projeções de inflação de curto prazo de 5,42% em 2012 para 5,93% em 2013, baseado em uma inflação acima do previsto no Brasil.

Vide a nota 22.5(c) de nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas para uma análise de sensibilidade do impacto de uma alteração de 100 pontos-base nas premissas atuariais sobre as nossas obrigações de benefícios pós-aposentadoria.

Pesquisa e Desenvolvimento

Estamos profundamente comprometidos com a pesquisa e o desenvolvimento como forma de ampliar nosso alcance a novas fronteiras de produção e atingir constante melhoria nas operações. Possuímos um histórico bem-sucedido de desenvolver e implementar tecnologias inovadoras, inclusive formas de perfurar, concluir e produzir poços em águas cada vez mais profundas. Somos uma das maiores investidoras em pesquisa e desenvolvimento entre as principais companhias de petróleo do mundo e investimos um grande percentual da receita em pesquisa e desenvolvimento. Os acordos de concessão de petróleo e gás no Brasil exigem investimentos, de no mínimo, 1% de nossa receita bruta originada dos campos de petróleo de alta produtividade em pesquisa e desenvolvimento. Deste montante, 50% são investidos em nossas instalações de pesquisa no Brasil e o restante em pesquisa e desenvolvimento das universidades e instituições brasileiras registradas na ANP com esse propósito.

Em 2013, investimos US\$ 1.132 milhões em pesquisa e desenvolvimento, equivalente a 0,8% de nossa receita de vendas, enquanto em 2012, investimos US\$ 1.143 milhões, equivalente a 0,8% de nossa receita de vendas e em 2011, investimos US\$ 1.454 milhões, equivalente a 1,0% de nossa receita de vendas.

Nossas atividades de pesquisa e desenvolvimento visam três objetivos principais:

(1) Expansão do nosso atual negócio através:

(a) da descoberta de novas fronteiras exploratórias por meio de abrangentes investigações geológicas e geofísicas em escala da bacia das áreas fronteiriças brasileiras, tanto *onshore* como *offshore*, e implementação de algoritmos de processamento sísmico e inversão inovadores;

(b) aperfeiçoamento da recuperação final de petróleo e gás pelo uso inovador da água do mar, CO₂ e sistemas de injeção de polímeros;

(c) aperfeiçoamento dos sistemas de produção do pré-sal e da recuperação final de seus reservatórios por meio do uso intensivo de soluções submarinas compactas, sistemas de injeção e ampliação da capacidade das novas unidades FPSO de pré-sal;

(d) desenvolvimento de novos ou melhorados sistemas de produção submarina e equipamentos para águas profundas e ultra profundas, com base na separação submarina compacta de petróleo/ água/ gás, re-injeção de água produzida no fundo do mar, tecnologia aperfeiçoada de *gas-lift*, "explosão" do óleo do fundo do mar e compressão a gás e uma nova geração de bombas elétricas submersíveis;

(e) otimização e desenvolvimento de soluções de perfuração e produção para reservatórios não-convencionais, gás de xisto, hidratos de gás, metano da camada de carvão, gás compacto e óleo de xisto, através de investigações geofísicas das áreas fronteiriças brasileiras *onshore* e otimização de projeção de poços por meio de tecnologias atualmente disponíveis e com boa relação custo-benefício;

(f) otimização de nossa logística de gás natural e uso final, por meio do desenvolvimento de soluções para gás *offshore* e situado em áreas remotas (*stranded gas*), tais como conversão química,

compressão e do fundo do mar para a costa, e a otimização dos nossos ativos *onshore*;

(g) aplicação das mais modernas tecnologias disponíveis em logística para melhorar nossas operações integradas *offshore*;

(h) otimização da oferta de petróleo brasileiro e derivados de petróleo e a exportação de petróleo e seus produtos derivados;

(i) desenvolvimento de tecnologias e mecanismos de mistura para otimizar os processos de refino de petróleo do pré-sal, tais como a operação dessalgadora, e;

(j) desenvolvimento de tecnologias que aperfeiçoam a flexibilidade dos destilados intermediários ou gasolina, a fim de atender à demanda do mercado;

(2) Fornecimento de um *mix* de produtos compatível com as demandas de energia do futuro por meio de:

(a) desenvolvimento de novos combustíveis, lubrificantes e formulação de produtos especiais, tais como diesel podium e gasolina podium;

(b) desenvolvimento de combustíveis de baixo teor de enxofre, como Diesel S-10 e Gasolina S-50, com melhorias acidionais na qualidade com a introdução de novos benefícios, tais como, a redução das emissões de poluentes dos motores, peças de motores mais limpo e maior estabilidade de oxidação;

(c) desenvolvimento de novas tecnologias para atividades petroquímicas, tais como sistemas catalisadores para polipropileno e produção de etileno a partir de olefinas, poliestireno e poliéster (matérias-primas e polímeros) de fontes fósseis e renováveis;

(d) otimização das nossas unidades de produção de amônia e ureia através da otimização de controle de processo em tempo real avançado e desenvolvimento de novas tecnologias para fertilizantes com base em ureia e matéria-prima animal, através de formulações de fertilizante misturado com micronutrientes;

(e) desenvolvimento de processos competitivos de produção de biocombustível de segunda geração, o qual utiliza biomassa residual como matéria-prima, através de rotas bioquímicas ou termoquímicas, tais como pirólise e gaseificação, e;

(f) otimização de nossas usinas termoeletricas, com ênfase na operação e manutenção da redução de custos, além de pesquisa e desenvolvimento de tecnologias em energia renovável, tais como energia solar concentrada, fotovoltaica e eólica;

(3) Assegurar que nossas atividades sejam ambientalmente sustentáveis. Em todo nosso negócio procuramos:

(a) reduzir o consumo de água, o volume e a toxicidade das descargas de água residual, por meio da seleção e desenvolvimento de novos produtos químicos e formulações e por meio do aumento da reutilização da água através de um extenso portfólio de rotas de tratamento primárias, secundárias e terciárias;

(b) reduzir nossa emissão de poluentes, CO₂ e outros gases do efeito estufa com base reinjeção intensiva de CO₂ em nossos reservatórios de produção, seleção e desenvolvimento de tecnologias para redução de poluentes e captação, armazenamento e isolamento do carbono;

(c) aumento da eficiência energética de nossos processos e produtos por meio da pesquisa e desenvolvimento em combustão, processos de transferência de calor e ciclos térmicos avançados;

(d) prevenir e mitigar o impacto ambiental de nossas atividades através ampla pesquisa de campo em caracterização da biodiversidade em águas profundas e do desenvolvimento de normas de operações inovadoras, e;

(e) assegurar a integridade, segurança e confiabilidade de nossas instalações industriais, por meio do desenvolvimento e implementação de novos materiais e equipamentos de processo, processo online e monitoramento e diagnose da integridade do equipamento, técnicas de inspeção, novos sistemas de ajuste do processo, ferramentas avançadas de controle, otimização em tempo real e simuladores para análise de processo e elaboração.

No período de três anos encerrado em 31 de dezembro de 2013, nossas operações de pesquisa e desenvolvimento obtiveram 97 patentes no Brasil e 139 no exterior. Nosso portfólio de patentes abrange todas as nossas áreas de atividades.

Desde 1966, operamos uma unidade dedicada à pesquisa e desenvolvimento no Rio de Janeiro, Brasil. Após sua expansão em 2010, tornou-se uma das maiores unidades desse tipo no setor de energia e a maior do hemisfério sul, com laboratórios especialmente voltados para as tecnologias do pré-sal. Em 31 de dezembro de 2013, essa unidade possuía 1.959 funcionários, dos quais 91,3% se dedicam exclusivamente à pesquisa, desenvolvimento e engenharia básica.

Também possuímos diversas unidades protótipo de escala semi-industrial em todo o território brasileiro, nas proximidades de nossas unidades industriais, cujo objetivo é aumentar a escala de novas tecnologias industriais a preços reduzidos. Em 2013, conduzimos nossa pesquisa e desenvolvimento através de projetos de pesquisa conjunta com mais de 100 universidades e centros de pesquisa no Brasil e no exterior e participamos de parcerias de troca e assistência de tecnologia a diversos prestadores de serviços do setor petrolífero, pequenas empresas de tecnologia e outras operadoras.

Tendências

Planejamos continuar expandindo todos os segmentos de operações em nossos mercados-alvo, de acordo com o nosso Plano de Negócios e Gestão 2014-2018. Para atingir esta meta, nosso planejamento inclui investimentos totais no valor de US\$220,6 bilhões entre 2014 e 2018, dos quais US\$206,8 bilhões destinam-se a projetos em implementação ou em processo de licitação, e US\$13,8 bilhões referentes a projetos em fase de avaliação com projetos ainda na fase de planejamento do desenvolvimento e sujeitos à aprovação final de nossa Administração. Desse total, aproximadamente 70% destinam-se ao segmento de exploração e produção (Brasil e exterior), onde o constante investimento em exploração e desenvolvimento é necessário para explorar recursos descobertos recentemente e compensar o declínio natural na produção dos campos existentes, à medida que eles amadurecem.

Estimamos que a demanda por derivados de petróleo no Brasil continue a crescer, impulsionada principalmente pelo crescimento econômico e pelo aumento do poder de compra da população. Nos últimos anos, observamos este crescimento incremental da demanda com o aumento das importações de petróleo e derivados, à medida que nossa capacidade de produção de petróleo e refino não era suficiente para atender a maior demanda. Esse aumento das importações elevou nosso custo de vendas e diminuiu nossas margens nos últimos anos, uma vez que não reajustamos nossos preços no mercado interno suficientemente para refletir os custos mais altos do petróleo e derivados e a desvalorização do real. Esperamos que a expansão de nossa capacidade de refino atualmente em implementação e o aumento de nossa produção de petróleo reduzam nossa necessidade de importar derivados de petróleo e gás para atender à demanda interna, embora à medida que a demanda do mercado interno continua a crescer, teremos que considerar se precisamos expandir ainda mais nossa capacidade de refino.

O preço que realizamos para o petróleo que exportamos é determinado pelos preços internacionais do petróleo, embora geralmente vendamos nosso petróleo a um desconto do Brent e outros preços de referência do óleo leve, por ser mais pesado e, portanto, mais caro, refiná-lo. Em 2013, as tendências do preço do petróleo foram afetadas pelos conflitos políticos no Oriente Médio e Norte da África e pelas variações nas condições

macroeconômicas, principalmente na Europa. O preço referencial do barril *Brent* sofreu uma menor variação em 2013 em comparação a 2012, com preço mínimo de US\$96,79/bbl, preço máximo de US\$119,34/bbl e preço médio de US\$108,66/bbl, o terceiro maior preço médio nominal anual do barril *Brent* registrado até hoje. No curto prazo, a perspectiva econômica e a constante agitação política no Oriente Médio e Norte da África continuarão sendo os fatores determinantes nas tendências do preço do petróleo. Uma recuperação mais acelerada associada a uma lenta resposta da oferta pode resultar em maiores preços no médio prazo. Por outro lado, caso as expectativas de uma recuperação econômica não sejam atendidas, em especial, aquelas relacionadas aos países que não fazem parte da OCDE (Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico) e se houver aumento da produção de petróleo nos EUA (maior oferta de petróleo não convencional), os preços do petróleo poderão recuar abaixo dos níveis atuais. Além disso, recentes questões geopolíticas poderão persistir, potencialmente elevando os preços no curto prazo.

No período entre 2014 e 2018, planejamos continuar concentrados no aumento do rendimento do refino e na nossa capacidade de refinar petróleo bruto mais pesado. O programa de expansão de refino, atualmente em andamento, poderá melhorar nossas margens de refino, uma vez que as novas refinarias poderão processar uma série de petróleo bruto mais pesado a custos menores e ao mesmo tempo com maior rendimento de destilados intermediários (principalmente diesel e combustível de aviação) com maior potencial de demanda e margens de crescimento.

Anualmente revisamos nosso Plano de Negócios e Gestão de longo prazo para nos adaptarmos às constantes mudanças nas condições do mercado e reavaliarmos nossos níveis de investimento de acordo com cenários atualizados e projeções de fluxo de caixa. A diretriz fornecida pelo nosso conselho de administração é muito útil nesse processo de revisão. No período de 2014 a 2018, manteremos nossa meta da relação dívida líquida/patrimônio líquido entre 25% e 35%. Vide a nota 34.3 e das nossas Demonstrações Contábeis Consolidadas Auditadas para mais informações sobre nossa gestão de capital.

Item 6. Conselheiros, Alta Administração e Funcionários

Conselheiros e Alta Administração

Conselheiros

Nosso Conselho de Administração consiste de, no mínimo, cinco e, no máximo, dez membros, e é responsável, dentre outras coisas, por estabelecer nossas políticas empresariais gerais. Os membros do Conselho de Administração são eleitos na assembleia geral ordinária de acionistas, exceto no caso do representante eleito pelos funcionários da empresa, cuja votação realizar-se-á através de procedimento de voto separado.

De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, os acionistas que representam, no mínimo, 10% do capital social com direito a voto da companhia têm o direito de requerer que seja adotado um procedimento de voto cumulativo de modo a 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 vários candidatos. Mediante as normas da CVM, a exigência do mínimo de 10% para o exercício dos procedimentos de voto cumulativo pode ser reduzida, dependendo do valor do capital social da companhia. Para uma companhia como a Petrobras, o limite é de 5%. Assim, os acionistas representando 5% do nosso capital social com direito a voto podem exigir a adoção de um procedimento de votação cumulativa.

Além disso, nosso estatuto social permite que (i) os acionistas preferenciais minoritários que detenham, em conjunto, no mínimo 10% do capital social total (excluindo os acionistas controladores) elejam e 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 através do procedimento de voto cumulativo. Nosso estatuto social prevê que, independentemente dos direitos acima conferidos aos acionistas minoritários, o governo federal brasileiro terá sempre o direito de eleger a maioria dos nossos conselheiros, independentemente de seu número. Além disso, de acordo com a Lei 10.683, datada de 28 de maio de 2003, um dos membros do conselho eleito pelo governo federal brasileiro deverá ser indicado pelo Ministro do Planejamento, Orçamento e Gestão. O mandato máximo para um conselheiro é de

um ano, sendo permitida a reeleição. De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas, os acionistas poderão destituir qualquer diretor do cargo a qualquer momento, por justa causa ou não, em uma assembleia geral extraordinária de acionistas. Após a eleição de membros do conselho de acordo com o procedimento de voto cumulativo, a destituição de qualquer membro do conselho por uma assembleia geral extraordinária resultará na destituição de todos os outros membros, após a qual devem ser realizadas novas eleições.

Atualmente temos dez conselheiros. A tabela a seguir mostra algumas informações sobre esses conselheiros:

Nome	Data de Nascimento	Cargo	Mandato Atual		Endereço Comercial
			Expira em		
Guido Mantega (1)	7 de abril de 1949	Presidente	Março 2015		Esplanada dos Ministérios – Bloco P 5º andar Brasília – DF CEP: 70.048-900
Maria das Graças Silva Foster(1)	26 de Agosto de 1953	Conselheira	Março 2015		Avenida República do Chile, nº. 65 23º andar Rio de Janeiro – RJ CEP: 20.031-912
Miriam Aparecida Belchior(1)	05 de fevereiro de 1958	Conselheira	Março 2015		Esplanada dos Ministérios – Bloco K 7º andar Brasília – DF CEP: 70.040-906
Francisco Roberto de Albuquerque(1)...	17 de maio de 1937	Conselheiro	Março 2015		Alameda Carolina, nº 594 Itú – SP CEP: 13.306-410
Márcio Pereira Zimmermann(1)	01 de julho de 1956	Conselheiro	Março 2015		Esplanada dos Ministérios – Bloco U Sala 705 Brasília – DF CEP: 70.065-900
Luciano Galvão Coutinho(1)	29 de setembro de 1946	Conselheiro	Março 2015		Av. República do Chile, nº 100 22º andar Rio de Janeiro – RJ CEP: 20.031-917
Sergio Franklin Quintella(1)	21 de fevereiro de 1935	Conselheiro	Março 2015		Praia de Botafogo, nº. 190 12º andar Rio de Janeiro – RJ CEP: 22.250-900
Mauro Gentile Rodrigues da Cunha(3)	06 de novembro de 1971	Conselheiro	Março 2015		Rua Joaquim Floriano, nº. 1.120 – 10º. andar, CJ 101 – Itaim Bibi São Paulo – SP CEP: 04534-004
José Guimarães Monforte(2)	06 de julho de 1947	Conselheiro	Março 2015		Rua dos Pinheiros, 870 – 20º. andar, CJ 201/202 – Pinheiros São Paulo – SP CEP: 05422-001
Sílvio Sinedino Pinheiro(4)	25 de junho de 1951	Conselheiro	Março 2015		Avenida República do Chile, nº 330 12º andar Rio de Janeiro – RJ CEP: 20.031-170

- (1) Indicado pelo acionista controlador.
(2) Indicado pelos acionistas de ações preferenciais.
(3) Indicado pelos acionistas minoritários de ações ordinárias.
(4) Indicado pelos nossos empregados.

Guido Mantega preside os conselhos de administração da Petrobras e da Petrobras Distribuidora S.A. desde março de 2010 e integra ambos os conselhos desde abril de 2006. Integrou o Comitê de Remuneração e Sucessão do conselho de administração da Petrobras de outubro de 2007 a abril de 2010. Guido Mantega é Ministro da Fazenda desde março de 2006, e foi presidente do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e Ministro do Planejamento, Orçamento e Gestão. Integra o Conselho de Desenvolvimento Econômico e Social (CDES), órgão consultivo do governo federal. Graduado em economia pela Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade (FEA) da Universidade de São Paulo (USP), e doutorado em sociologia de

desenvolvimento pela Faculdade de Filosofia, Letras e Ciências Humanas (FFLCH) da USP. Realizou estudos especializados no Instituto de Estudos de Desenvolvimento (IDS, sigla em inglês) da Universidade de Sussex, na Inglaterra, em 1977. Na qualidade de Ministro da Fazenda, dentre outras funções, representa o governo brasileiro em reuniões do G-20, BRICS, Mercosul, FMI e Banco Mundial; eventos internacionais para promover investimentos externos no Brasil; e cúpulas envolvendo a Presidenta da República, Dilma Rouseff, atuando como consultor da presidência.

Maria das Graças Silva Foster é Presidente da Petrobras desde fevereiro de 2012 e Diretora Internacional desde julho de 2012. Também integra o conselho de administração da Petrobras e os conselhos de administração da Petrobras Distribuidora S.A., Petrobras Biocombustível S.A. e da Petrobras Oil&Gas (POG-BV). Preside o Comitê de Segurança, Meio Ambiente e Saúde do conselho de administração da Petrobras, além dos conselhos de administração da Petrobras Transporte S.A. (Transpetro) desde março de 2012, e da Petrobras Gás S.A. (Gaspetro) desde fevereiro de 2012. De setembro de 2007 a fevereiro de 2012, foi Diretora de Gás e Energia da Petrobras e Diretora-Presidente da Gaspetro de dezembro de 2007 a março de 2012. De maio de 2006 a setembro de 2007, foi Diretora-Presidente e Diretora Financeira da Petrobras Distribuidora S.A. Integra o conselho de administração da Gaspetro desde outubro de 2007. Também foi diretora da Transpetro de março de 2003 a setembro de 2005 e de novembro de 2007 ao presente. Integrou os conselhos de administração da Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) de outubro de 2007 a fevereiro de 2012, da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) de março de 2003 a setembro de 2005 e da Braskem S.A. (Braskem) de outubro de 2005 a abril de 2012. Além disso, presidiu o conselho de administração da Liquegás Distribuidora S.A. (Liquegás), a Presidência e a Diretoria Executiva de Relações com Investidores da Petrobras Química S.A. (Petroquisa), e a Gerência Executiva de Petroquímicas e Fertilizantes da Petrobras. Desempenhou diversos cargos no governo brasileiro, inclusive a Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis do Ministério de Minas e Energia (MME) de janeiro de 2003 a setembro de 2005. Na iniciativa privada, integra o conselho de administração do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) desde outubro de 2006 e a presidência do instituto desde março de 2012. Graduada em engenharia química pela Universidade Federal Fluminense (UFF), e mestrado em engenharia química e pós graduação em engenharia nuclear pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e MBA em economia pela Fundação Getúlio Vargas (FGV).

Miriam Aparecida Belchior integra o conselho de administração da Petrobras desde julho de 2011, e também o conselho de administração da Petrobras Distribuidora S.A. Também integra o Comitê de Segurança, Meio Ambiente e Saúde do conselho de administração da Petrobras. Ministra do Planejamento, Orçamento e Gestão desde janeiro de 2011. Foi Subchefe de Articulação e Acompanhamento do Chefe de Gabinete, responsável por promover ações governamentais e acompanhar projetos estratégicos de 2003 a 2010. Foi Secretária Executiva do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) em 2007 e assumiu a Coordenadoria Geral do programa em abril de 2010. Graduada em engenharia com mestrado em administração pública e governo pela FGV. Previamente, lecionou na Fundação para Pesquisa e Desenvolvimento da Administração, Contabilidade e Economia (FUNDACE) e na Universidade de São Marcos.

Francisco Roberto de Albuquerque integra o conselho de administração da Petrobras desde abril de 2007, e também o conselho de administração da Petrobras Distribuidora S.A. Integra o Conselho Fiscal e o Comitê de Remuneração e Sucessão do conselho de administração da Petrobras desde abril de 2007, e outubro de 2007, respectivamente. Graduado em ciências militares pela Academia Militar das Agulhas Negras (AMAN), em Resende, no estado do Rio de Janeiro, em 1958 e em economia pela Faculdade de Ciências Econômicas de São Paulo da Fundação Álvares Penteado em 1968, mestrado em ciências militares pela Escola de Aperfeiçoamento de Oficiais (EsAO) em 1969, e doutorado em ciências militares pela Escola de Comando e Estado-Maior do Exército (ECEME), no Rio de Janeiro, em 1977.

Márcio Pereira Zimmermann integra o conselho de administração da Petrobras desde março de 2010 e também o conselho de administração da Petrobras Distribuidora S.A. Preside o Comitê de Remuneração e Sucessão do conselho de administração da Petrobras desde abril de 2010. Atualmente ocupa a Secretaria Executiva (Vice Ministro) do Ministério de Minas e Energia, onde previamente atuou como Ministro, Secretário Executivo e Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético. Também preside o conselho de administração da Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobras), onde previamente atuou como Diretor Executivo de

Engenharia, e Presidente do conselho de administração da Furnas Centrais Elétricas S.A. Integra o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) desde fevereiro de 2009. Também exerceu o cargo de Diretor Executivo de Produção e Comercialização Energética e Diretor Executivo Técnico da Eletrosul Centrais Elétricas S.A. e Diretor Executivo de Pesquisa e Desenvolvimento do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). Graduado em engenharia elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (PUC-RS), com pós graduação em engenharia de sistemas energéticos pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), e mestrado em engenharia elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio).

Luciano Galvão Coutinho integra o conselho de administração da Petrobras desde abril de 2008, e também o conselho de administração da Petrobras Distribuidora S.A. Preside o BNDES desde abril de 2007. Além disso, integra o conselho de administração da Vale S.A., e o Comitê Curador da Fundação Nacional da Qualidade (FNQ), e representa o BNDES no Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT). Doutorado em economia pela Universidade Cornell, mestrado em economia pela Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas (Fipe) da USP e graduação em economia pela USP.

Sergio Franklin Quintella integra o conselho de administração da Petrobras desde abril de 2009, e também o conselho de administração da Petrobras Distribuidora S.A. Integra o Conselho Fiscal do conselho de administração da Petrobras desde novembro de 2009 e foi nomeado presidente do conselho fiscal em novembro de 2011. Ocupa a vice presidência da FGV e integra o conselho de administração da Oi S.A. desde setembro de 2005 e abril de 2012, respectivamente. Integrou o conselho de administração do BNDES de 1975 a 1980, e o Conselho Monetário Nacional (CMN) de 1985 a 1990, e presidiu o Tribunal de Contas do Estado do Rio de Janeiro de 1993 a 2005. Graduado em engenharia civil pela PUC-Rio, e economia pela Faculdade de Economia do Rio de Janeiro e pós-graduado em engenharia econômica pela Escola Nacional de Engenharia. Além disso, possui mestrado em administração de negócios pelo Instituto IPSOA, em Turim, na Itália e formou-se no Curso de Gestão Avançada da Harvard Business School. Atualmente, integra o conselho da PUC-Rio.

Mauro Gentile Rodrigues da Cunha integra o conselho de administração da Petrobras desde abril de 2013, e também o conselho de administração da Petrobras Distribuidora S.A. Integra o Conselho Fiscal do conselho de administração da Petrobras desde maio de 2013. Atualmente, ocupa a presidência da Associação de Investidores no Mercado de Capitais (AMEC), cargo que desempenha desde abril de 2012. Também integra o conselho de administração da Companhia Energética de São Paulo (CESP) e da Trisul S.A. desde abril de 2013. Possui vasta experiência profissional na prestação de serviços de consultoria e assessoria em governança corporativa e gestão de ativos, exercendo cargos variados em empresas como, por exemplo, Opus Gestão de Recursos, Mauá Investimentos, Franklin Templeton Investimentos (Brasil) Ltda, Morgan Stanley Asset Management and Deutsche Morgan Grenfell, entre outras. Analista Financeiro Certificado desde 1997, o Sr. Mauro Cunha possui MBA pela Universidade de Chicago, e graduação em economia pela PUC-Rio.

José Guimarães Monforte – O Sr. Monforte é membro do nosso Conselho de Administração desde abril de 2014, e também é membro do Conselho de Administração da Petrobras Distribuidora S.A.. O Sr. Monforte dedicou a maior parte de sua experiência profissional atuando em assuntos relacionados aos mercados financeiros e de capitais tanto em instituições brasileiras como em instituições internacionais. Durante sua carreira profissional, o Sr. Monforte ocupou diferentes cargos em diversas empresas, incluindo o Grupo Banespa de 1972 a 1979, e Merrill Lynch, Brasil de 1979 a 1987, onde foi o primeiro presidente. De 1987 a 1996, o Sr. Monforte foi o diretor responsável pelas atividades de *Private Banking* e *Investment Banking* do Citibank no Brasil e foi vice presidente da Associação Nacional de Bancos de Investimento, vice presidente do Conselho da Caixa de Liquidação da Bolsa de Mercadorias de São Paulo e membro de comitês da Bolsa de Valores de São Paulo; as duas Bolsas fundiram-se tornando a BM&F BOVESPA S.A.. O Sr. Monforte foi presidente da VBC Energia de 1996 a 1997, que durante sua liderança adquiriu a Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL, atual CPFL Energia S.A.. De 1998 a 2007, ele foi presidente e organizador da Janos Participações, que foi estabelecida para administrar o ativos dos acionistas controladores da Natura Cosméticos S.A., uma empresa de cosméticos brasileira cuja oferta pública inicial se tornou um modelo de sucesso para os mercados de capitais brasileiros. O Sr. Monforte é altamente conceituado para assuntos relacionados a governança corporativa brasileira, e já foi membro de diversos conselhos de administração no Brasil e no exterior. Além disso, o Sr. Monforte foi Presidente do Conselho de Administração do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa de 2004 a 2008. Ele é formado em economia pela Universidade

Católica de Santos.

Sílvio Sinedino Pinheiro— O Sr. Sinedino é membro do nosso Conselho de Administração desde abril de 2014, e é o representante de nossos empregados. O Sr. Sinedino previamente serviu como membro de nosso Conselho de Administração de março de 2012 a abril de 2013, quando também foi representante de nossos empregados. Ele é membro do Conselho Consultivo da Petros desde 2013. Além disso, ele é o atual presidente da AEPET - Associação dos Engenheiros da Petrobras. Entre 2002 e 2005, ele foi diretor do Sindicato dos Petroleiros do Estado do Rio de Janeiro—Sindipetro-RJ. Ele é analista de sistemas na Petrobras e desenvolve software para processamento de dados sísmicos para o nosso segmento de E&P. O Sr. Sinedino possui bacharel em engenharia elétrica pela PUC-Rio bem como mestrados em ciência da computação e em administração de empresas, ambos pelo Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia—COPPE da UFRJ.

Diretores Executivos

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

A tabela a seguir fornece algumas informações a respeito de nossos diretores executivos:

Nome	Data de Nascimento	Cargo	Mandato Atual
Maria das Graças Silva Foster	26 de agosto de 1953	Presidente e Diretora da Área Internacional	Março de 2017
Almir Guilherme Barbassa	19 de maio de 1947	Diretor Financeiro e Diretor de Relações com Investidores	Março de 2017
José Antonio de Figueiredo	01 de janeiro de 1956	Diretor de Engenharia, Tecnologia e Materiais	Março de 2017
José Miranda Formigli Filho	30 de março de 1960	Diretor de Exploração e Produção	Março de 2017
José Carlos Cosenza	23 de abril de 1951	Diretor de Abastecimento	Março de 2017
José Alcides Santoro Martins	28 de agosto de 1954	Diretor de Gás e Energia	Março de 2017
José Eduardo de Barros Dutra	11 de abril de 1957	Diretor Corporativo e de Serviços	Março de 2017

Maria das Graças Silva Foster— A Sra. Foster é nossa Presidente e membro do Conselho de Administração desde 13 de fevereiro de 2012. Para obter informações biográficas sobre a Sra. Foster, consulte “—Conselheiros da Petrobras.”.

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

José Antonio De Figueiredo— Sr. Figueiredo é nosso Diretor de Tecnologia, Engenharia e Materiais desde 16 de maio de 2012. Sr. Figueiredo ingressou na Petrobras em 1979 e assumiu vários cargos gerenciais no departamento de engenharia e centro de pesquisas e desenvolvimento da Petrobras antes de ser nomeado gerente geral de nossos Projetos de Construção Naval e E&P em fevereiro de 2001, Gerente Executivo de E&P da Região Sudeste em 2003, Gerente Executivo de serviços no segmento de E&P em fevereiro de 2012 e Diretor Executivo de Engenharia em maio de 2012. Sr. Figueiredo é formado em engenharia eletrônica pela UFRJ, com MBA em administração de empresas pela FGV.

José Miranda Formigli Filho— O Sr. Formigli é nosso Diretor de Exploração e Produção desde fevereiro de 2012. O Sr. Formigli Filho possui um título de bacharel em engenharia civil pelo Instituto Militar de Engenharia—IME, com especialização em engenharia de petróleo e um MBA em administração de negócios avançados pela UFRJ (COPPEAD). Ele é membro da Associação de Engenheiros de Petróleo (SPE) e da Sociedade de Tecnologia Subaquática (SUT). No segmento de E&P da Petrobras, ele administrou as atividades *offshore* e atuou como Gerente de Produção da Bacia de Campos, Gerente de Ativos do Campo Marlim, Gerente Executivo de Serviços e Gerente Executivo de Engenharia de Produção. De maio de 2008 a janeiro de 2012, o Sr. Formigli atuou como Gerente Executivo do Desenvolvimento do Pré-Sal.

José Carlos Cosenza—Sr. Cosenza é nosso Diretor de Downstream desde abril de 2012. Sr. Cosenza ingressou na Petrobras em 1976 e atuou como Gerente de Produção da REFAP (Refinaria Alberto Pasqualini), Gerente Geral da REPAR (Refinaria do Paraná) e REPLAN (Refinaria de Paulínia) e foi Presidente da Petrobras Argentina e Petrobras Uruguai. Ele atuou como Vice-Presidente do projeto de expansão da Refinaria de Pasadena, nos Estados Unidos, e Gerente Executivo de Refino. Sr. Cosenza é formado em engenharia química pela UFRGS.

José Alcides Santoro Martins— Sr. Santoro Martins é nosso Diretor de Gás e Energia desde fevereiro de 2012. Sr. Santo Martins é bacharel em engenharia civil pela USP. Ele vem atuando na Petrobras há 34 anos e assumiu vários cargos gerenciais e foi conselheiro de várias subsidiárias da Companhia. Ele também é Diretor Presidente da Gaspetro desde março de 2012. Sr. Santoro Martins foi Diretor Presidente da Termobahia S.A. de setembro de 2008 a março de 2012, da Termoceará Ltda., Termomacaé Ltda. e Sociedade Fluminense de Energia Ltda. de outubro de 2008 até abril de 2012, da Fafen Energia S.A. de setembro de 2008 a dezembro de 2011; da Termorio S.A. de agosto de 2008 a dezembro de 2011; e da UTE Bahia I Camaçari Ltda. de setembro de 2008 a dezembro de 2011. Ele também foi Diretor de Petróleo, Gás e Biocombustível da Empresa de Pesquisa Energética-EPE de maio de 2005 a junho de 2006 e Diretor de Tecnologia do Centro Tecnológico para Gás & Energia Renovável — CTGAS-ER de fevereiro de 2004 a maio de 2005. Sr. Santoro é Presidente do conselho de administração da Transportadora Associada de Gás S.A. e membro do conselho de administração da Gaspetro, Transpetro e Braskem.

José Eduardo de Barros Dutra — O Sr. Dutra é o nosso Diretor Corporativo e de Serviços desde o dia 1º de março de 2012. O Sr. Dutra recebeu grau em geologia pela Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro em 1979. Em 1994, foi eleito Senador da República com mandato de 1995 a 2002. Foi Presidente da Petrobras de janeiro de 2003 a julho de 2005, e deteve o posto de Diretor da Petrobras e Diretor da Petrobras Distribuidora S.A.. Ele foi Presidente da Petrobras Distribuidora S.A. de setembro de 2007 a agosto de 2009, e trabalhou também como geólogo na Petrobras Mineração S.A. – Petromisa de 1983 a 1990 e na Vale de 1990 a 1994. Além disso, o Sr. Dutra foi presidente do Conselho de Administração da Gaspetro, Transpetro, Petroquisa, Petrobras Energia S.A. – Pesa e Liquigás.

Remuneração

Em 2013, o valor total de remuneração que pagamos a todos os membros do Conselho de Administração e diretores executivos foi de aproximadamente US\$ 5,5 milhões. Em 31 de dezembro de 2013 havia sete diretores e 10 membros do Conselho. Ver Nota 19,4 das nossas Demonstrações Contábeis consolidadas auditadas para mais informações sobre remuneração dos nossos empregados e executivos.

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

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

Titularidade das Ações

Em 31 de março de 2014, os membros de nosso Conselho de Administração, nossos diretores executivos, membros do nosso Conselho Fiscal e seus parentes próximos, como um grupo, detinham um total de 31.505 ações ordinárias e 222.117 ações preferenciais da nossa companhia. Deste modo, em bases individuais e como um grupo, nossos conselheiros, diretores executivos, membros do nosso Conselho Fiscal e seus parentes próximos detinham de forma beneficiária menos do que um por cento de qualquer classe de nossas ações. As ações de propriedade dos nossos conselheiros, diretores executivos, membros do Conselho Fiscal e membros de suas famílias têm os mesmos direitos a voto que as ações do mesmo tipo e classe que são detidos por nossos outros acionistas. Nenhum dos conselheiros, diretores executivos, membros do Conselho Fiscal ou membros de suas famílias detêm quaisquer opções de compra de ações ordinárias ou ações preferenciais. A Petrobras não tem plano de opção de ações para seus conselheiros, diretores executivos ou funcionários.

Conselho Fiscal

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

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

Nome	Ano da Primeira Nomeação
Paulo José dos Reis Souza.....	2012
César Acosta Rech	2008
Marisete Fátima Dadald Pereira.....	2011
Reginaldo Ferreira Alexandre	2013
Walter Luis Bernardes Albertoni.....	2013

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

Nome	Ano da Primeira Nomeação
Marcus Pereira Aucélio	2012
Edson Freitas de Oliveira	2002
Ricardo de Paula Monteiro	2008
Mário Cordeiro Filho	2013
Roberto Lamb	2013

Comitê de Auditoria

Temos um Comitê de Auditoria, composto exclusivamente por membros do nosso Conselho de Administração, que assessora 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 da Regra 10A-3 da Lei de Mercados de Capitais de 1934.

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

- fazer recomendações ao nosso Conselho de Administração em relação à nomeação, remuneração e conservação de nosso auditor independente;
- auxiliar nosso Conselho de Administração com a análise de nossas demonstrações financeiras e a eficácia de nossos controles internos, à prestação de relatórios financeiros em consulta com os auditores internos e independentes;
- auxiliar na resolução de conflitos entre a administração e o auditor independente no que se refere às nossas demonstrações financeiras;
- conduzir uma revisão anual das transações com partes relacionadas que envolvam os membros com participação no nosso Conselho de Administração e diretores executivos e empresas que empregam quaisquer uma destas pessoas, assim como quaisquer outras transações materiais com partes relacionadas; e
- estabelecer procedimentos para a recepção, retenção e tratamento de reclamações referentes a questões contábeis, controle interno e auditoria, incluindo procedimentos para apresentação confidencial e anônima, por parte dos funcionários, de preocupações a respeito de assuntos contábeis ou de auditoria questionáveis.

Os membros atuais de nosso Comitê de Auditoria são Miriam Aparecida Belchior, Sergio Franklin Quintella e Luciano Galvão Coutinho. Todos os membros de nosso Comitê de Auditoria atendem os requisitos de independência previstos na Regra 10A-3 da Lei de Mercado de Capitais.

Outros Comitês Consultivos

Nosso Conselho de Administração tem dois comitês consultivos adicionais: o Comitê de Remuneração e Sucessão e o Comitê de Segurança, Meio Ambiente e Saúde.

Ouvidoria Geral

O Departamento de Ouvidoria Geral da Petrobras é parte oficial de nossa estrutura societária desde outubro de 2005, quando se tornou diretamente relacionado ao conselho de administração. O Departamento de Ouvidoria Geral é o canal oficial que recebe e responde às denúncias e informações sobre possíveis irregularidades em contabilidade, controles internos e auditoria. O Departamento de Ouvidoria Geral se reporta diretamente ao Comitê de Auditoria e garante o sigilo dos informantes.

Em dezembro de 2007, o conselho de administração aprovou as Políticas e Diretrizes da Ouvidoria Geral da Petrobras, um passo importante no alinhamento das práticas da Ouvidoria Geral em relação aos outras funções de ouvidorias do sistema, contribuindo para uma melhor governança corporativa. Em abril de 2010, o conselho de administração aprovou o mandato de dois anos (renovável) para o Ombudsman, durante o qual ele não poderá ser dispensado a critério da Administração, garantindo assim, sua independência na execução de seus deveres.

Em maio de 2012, entrou em vigor a Lei de Acesso à Informação (Lei N^o 12.527/2011), que regula o direito constitucional da população a ter acesso às informações públicas. A lei determina que todas as informações produzidas ou mantidas sob custódia pelo governo e não classificadas como sendo confidenciais deverão ser disponibilizadas a todos os cidadãos.

A extensão dessa lei abrange as entidades públicas diretamente ou indiretamente controladas pela administração federal brasileira, inclusive a Petrobras. Em abril de 2012, a Presidente da Petrobras, Maria das Graças Foster, nomeou a Ouvidoria Geral como a autoridade responsável pela implementação da referida lei na Companhia. Atualmente, o Departamento de Ouvidoria Geral terá que realizar novas tarefas, tais como assegurar

o cumprimento das regras sobre o acesso às informações pelo público, monitorando a implementação dessa lei e apresentando relatórios periódicos ao Conselho de Administração, assim como efetuando recomendações e fornecendo diretrizes às unidades de negócios da Petrobras com relação ao cumprimento da lei.

Funcionários e Vínculos Empregatícios

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

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

	Em 31 de dezembro,		
	2013	2012	2011
Funcionários da Petrobras:			
Companhia controladora	62.692	61.878	58.950
Subsidiárias	15.903	15.547	15.453
No exterior	7.516	7.640	7.515
Total do Grupo Petrobras	86.111	85.065	81.918
Companhia controladora por nível:			
Nível Médio	39.005	38.660	36.923
Nível Superior	23.115	22.614	21.366
Funcionários marítimos	572	604	661
Total Companhia controladora	62.692	61.878	58.950
Companhia controladora por região:			
Sudeste do Brasil	43.309	42.186	40.674
Nordeste do Brasil	14.651	15.022	14.625
Outras localizações	4.732	4.670	3.651
Total Companhia controladora	62.692	61.878	58.950

A tabela abaixo mostra as principais despesas relacionadas a nossos funcionários nos três últimos anos:

	2013	2012	2011
	(U.S.\$ milhões)		
Salários	8.184,1	7.989,4	8.055,4
Treinamento de funcionários	196,1	256,3	249,6
Participação nos lucros	520,0	524,0	867,0

Mantemos relações com 17 sindicatos de petroleiros no Brasil e uma federação. Cerca de 45% dos nossos funcionários são sindicalizados e desde 1995 não presenciaremos nenhuma grande paralisação. Anualmente negociamos acordos coletivos de trabalho. Esses acordos incluem cláusulas sociais, válidas por dois anos e cláusulas econômicas, válidas por um ano. Em 2013, celebramos um novo acordo coletivo de trabalho, renovando as cláusulas econômicas e sociais. Segundo este acordo, os funcionários receberam um aumento de custo de vida de 6,09%, refletindo a correção monetária em 2013, de acordo com o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo, ou IPCA, e um aumento do salário real de até 2,33% e um pagamento extraordinário de 100% da remuneração mensal, ou R\$ 7.200,00, o que for maior.

Iniciativas de Transferência de Conhecimento

Desenvolvemos práticas corporativas de gestão do conhecimento, tais como o Projeto Mentor Petrobras, Acompanhamento Profissional, Lições Aprendidas e Rodízio de Função e outras iniciativas visando promover a troca e a disseminação de conhecimento dentro da companhia através da implementação de várias políticas corporativas. Atualmente, nossos esforços estão concentrados na inclusão de gestão do conhecimento nos processos gerenciais da Companhia, já que se trata de uma ferramenta importante para a gestão de pessoas, cultura, projetos e processos. Além destas medidas de disseminação de conhecimento dentro da Companhia, temos desenvolvido projetos customizados com os segmentos de negócios da Petrobras para identificar,

preservar, partilhar e aplicar conhecimentos relevantes que possam impactar positivamente o resultado da Companhia.

Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário - PIDV

Em janeiro de 2014 a Petrobras lançou o programa de incentivo ao desligamento voluntário com o objetivo de contribuir com o alcance das metas de desempenho previstas no nosso Plano 2014-2018, inclusive melhorar nossa produtividade.

O programa de incentivo ao desligamento voluntário foi desenvolvido com base em princípios de gestão do conhecimento e sucessão gerencial para que todo conhecimento seja retido pela Petrobras neste processo, possibilitando um desligamento voluntário planejado e sistêmico dos funcionários que se inscrevem no programa. O desligamento voluntário de funcionários sob este programa deve alcançar os seguintes resultados: (i) adequar o efetivo da empresa ao Plano 2014-2018; (ii) alcançar interesses da empresa de acordo com as expectativas dos funcionários, (iii) preservar o conhecimento existente dentro da empresa e (iv) possibilitar o desenvolvimento de planos sucessórios de liderança.

O grupo alvo deste programa de incentivo ao desligamento voluntário são funcionários da Petrobras com idade igual ou superior a 55, independente do cargo que ocupam na Petrobras e que tenham direito de aposentadoria pelo Instituto Nacional do Seguro Social (INSS) até o término do período de inscrição no programa de incentivo (31 de março de 2014).

Programa de Transferência Interna de Funcionários – Mobiliza

Em 2013, a Petrobras lançou o programa de transferência interna com o objetivo de adequar as necessidades organizacionais de recursos humanos aos interesses dos funcionários. O programa oferece oportunidades de transferência interna aos funcionários da Petrobras a áreas que demandarão maior efetivo nos próximos anos. Assim, ao alocar adequadamente os recursos humanos atuais da Petrobras dentro da nossa organização, este programa reduziu a necessidade de contratação no curto prazo.

Planos de Pensão e de Assistência Médica

A empresa patrocina um plano de aposentadoria de benefício definido chamado de Petros, e um plano de pensão de contribuição variável chamado Petros 2, que juntos cobrem 96,75% de nossos funcionários. O principal objetivo de nossos planos de aposentadoria é complementar os benefícios da previdência social de nossos funcionários. Os funcionários que participam do plano fazem contribuições obrigatórias mensais. Nossa política de provisão de recursos histórica consiste em fazer contribuições anuais para o plano no valor determinado por avaliações atuariais. As contribuições se destinam a oferecer não apenas os benefícios atribuídos a serviços prestados até o presente momento, como também aqueles que se espera receber no futuro.

A tabela abaixo mostra os benefícios pagos, contribuições efetuadas, e passivos pensionários e médicos em aberto para 2013, 2012 e 2011:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>	<u>2011</u>
	(em milhões de US\$)		
Total de benefícios pagos – Pensão e Planos Médicos.....	1.535	1.544	1.595
Total de contribuições – Pensão e Planos Médicos(1).....	825	871	892
Passivos atuariais(2).....	12.573	20.224	15.818

(1) Inclui contribuições de patrocinadores e funcionários.

(2) Obrigações para Pensão Orçamentária e Planos Médicos. Valores consolidados para 2011 devido à adoção de aditivos à IAS 19, conforme previsto na nota 2.3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas.

Em 9 de agosto de 2002, o Plano Petros interrompeu a admissão de novos participantes e desde 2003 estamos envolvidos em negociações complexas com os representantes do Sindicato Nacional de Petroleiros para discutir os déficits do plano e desenvolver um plano de aposentadoria complementar. Concordamos em pagar R\$

5,8 bilhões atualizados retroativamente a 31 de dezembro de 2006 pelo índice de preços ao consumidor (IPCA) mais 6% ao ano, que serão pagos em parcelas semestrais até o pagamento do principal em 2028, conforme anteriormente acordado durante a renegociação. Nós temos também sido sujeitos a processos legais materiais associados ao Plano Petros. Em agosto de 2007 nós aprovamos novos regulamentos para o Plano Petros que reajustam benefícios com base no índice de inflação ao invés de nos reajustes salariais propostos pelos patrocinadores e reajustes de benefícios de aposentadoria propostos pelo INSS.

Em 1º de julho de 2007, implementamos o Plano Petros 2, uma contribuição variável ou plano de aposentadoria misto, para os funcionários que não tinham um plano de aposentadoria complementar. Uma parte deste plano tem característica de benefícios definidos incluindo cobertura de risco por morte e incapacidade, garantia de benefício mínimo e renda vitalícia, e os compromissos atuariais relacionados são registrados de acordo com o método da unidade de crédito projetada. A parte do plano com características de contribuição definida, marcada por formar uma reserva para a aposentadoria programada, é lançada no resultado do exercício conforme as contribuições são efetuadas. Em 2013, a contribuição paga pela Petrobras e suas subsidiárias (patrocinadoras) para pensão e planos médicos foi de US\$ 643 milhões.

Mantemos um plano de assistência médica (AMS), que oferece benefícios médicos e cobre todos os funcionários (ativos e inativos), além de seus dependentes. Administramos o plano, com a contribuição dos funcionários de 26% do valor total para cobrir os riscos principais e uma parte dos custos relacionados a outros tipos de cobertura, em conformidade com a tabela de participação definida por determinados parâmetros, incluindo níveis salariais.

Nosso compromisso relacionado aos benefícios futuros aos participantes do plano é calculado anualmente por um atuário independente, com base no método da União de Crédito Projetado. O plano de assistência médica não é financiado ou garantido de outra forma por ativos. Em invés disso, efetuamos pagamentos de benefícios com base nos custos anuais incorridos pelos participantes do plano.

Além disso, algumas das nossas subsidiárias consolidadas têm seus próprios planos de benefícios.

Vide notas 3.16, 4.3 and 22 de nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas para mais informações sobre nossos Benefícios dos Empregados.

Em vigor para os exercícios iniciados em 1º de janeiro de 2013, aditivos à IAS 19 – “Benefícios dos Empregados” eliminaram a opção de diferir ganhos e perdas atuariais (método “*corridor approach*”) e obrigam que a receita líquida de juros seja calculada aplicando a taxa de desconto utilizada para medir a obrigação ao ativo ou passivo líquido do benefício. Consulte à nota 2.3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas para mais informações sobre valores consolidados devido à adoção do método “*corridor approach*” nos aditivos à IAS 19.

Item 7. Acionistas Principais e Transações com Partes Relacionadas

Acionistas Principais

Nosso capital social é composto de ações ordinárias e ações preferenciais, todas sem valor nominal. Em 31 de março de 2013 havia 7.442.454.142 ações ordinárias em circulação e 5.602.042.788 ações preferenciais em circulação. A relação de nossas ações ordinárias e preferenciais para ADRs é de duas ações para uma ADR. Em 31 de março de 2013, aproximadamente 24,81% de nossas ações preferenciais e aproximadamente 20,43% de nossas ações ordinárias eram detidas com registro nos Estados Unidos, diretamente ou sob a forma de ADS.

De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas, e alterações, a quantidade de ações sem direito a voto de nossa empresa não pode ultrapassar dois terços do número total de ações. O governo brasileiro é obrigado por lei a deter, no mínimo, a maioria de nossas ações com direito a voto e, atualmente, detém 50,26% de nossas ações ordinárias, que são as nossas únicas ações com direito a voto. O governo brasileiro não possui qualquer direito especial de voto, exceto o direito de sempre eleger a maioria de nossos conselheiros, independente dos direitos

que nossos acionistas minoritários possam ter para eleger conselheiros estabelecidos em nosso estatuto.

A tabela a seguir mostra as informações referentes à titularidade de nossas ações ordinárias e ações preferenciais em 31 de março de 2014, pelo governo brasileiro, certas instituições do setor público e por nossos conselheiros e executivos, como um grupo.

Acionista	Ações ordinárias	%	Ações preferenciais	%	Total de Ações	%
Governo federal	3.740.470.811	50,26	0	0	3740470811	28,67
BNDES.....	734.202.699	9,87	161.596.958	2,89	895.799.657	6,87
BNDES Participações S.A.—BNDESPar	11.700.392	0,16	1341348766	23,95	1.353.049.158	10,37
Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil — PREVI.....	12.673.903	0,17	353.699.725	6,31	366.373.628	2,81
Outras instituições do segmento público ...	2.321.932	0,03	670.082	0,01	2.992.014	0,02
Todos os membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria (21 pessoas).....	31.505	0,00	222.117	0,00	253.622	0,00
Outros	2.941.052.900	39,51	3.744.505.140	66,84	6.685.558.040	51,26
Total	<u>7.442.454.142</u>	<u>100,00</u>	<u>5.602.042.788</u>	<u>100,00</u>	<u>13.044.496.930</u>	<u>100,00</u>

Transações com Partes Relacionadas

Conselho de Administração

As operações diretas com membros de nosso Conselho de Administração ou nossos diretores executivos requerem a aprovação do nosso Conselho de Administração e devem seguir as condições de uma transação sem interesse e práticas de mercado que orientam as transações com terceiros. Nenhum dos membros de nosso Conselho de Administração, nossos diretores executivos ou membros de suas famílias imediatas teve interesse direto em qualquer transação que efetuamos que seja, ou tenha sido incomum em sua natureza ou condições, ou significativa para nossa empresa durante o exercício em curso ou durante os três exercícios financeiros imediatamente anteriores, ou durante qualquer exercício financeiro prévio, que permaneça sob qualquer aspecto pendente ou não realizada. Além disso, não participamos de nenhuma transação com partes relacionadas que seja, ou tenha sido, incomum em sua natureza ou condições, durante o exercício financeiro em curso ou durante os três exercícios financeiros imediatamente anteriores, e nenhuma operação foi proposta que fosse ou que poderia ser significativa para nossos negócios.

Não há empréstimos pendentes ou garantias para os membros de nosso Conselho de Administração, nossos diretores executivos ou a quaisquer parentes próximos.

Para obter uma descrição das ações detidas de forma beneficiária pelos membros de nosso Conselho de Administração e dos membros próximos de suas famílias, consulte o Item 6 “Conselheiros, Diretoria Sênior e Funcionários — Titularidade das Ações”.

O Governo Federal Brasileiro

Dedicamo-nos e esperamos continuar a nos dedicarmos, no curso normal dos negócios com o nosso acionista controlador, o governo brasileiro, e com outras empresas controladas por ele, inclusive financiamentos e operações bancárias, gestão de ativos ou outras operações com bancos e outras entidades controladas pelo governo federal. As operações mencionadas acima somavam um saldo líquido negativo de US\$ 19.189 milhões em 31 de dezembro de 2013.

Em 31 de dezembro de 2013, tínhamos contas a receber (a Conta de Petróleo e Álcool) do governo brasileiro, nosso acionista controlador, de US\$ 357 milhões. Consulte a Nota 19.3 de nossas demonstrações

financeiras consolidadas e auditadas para mais informações.

Além disso, de acordo com a legislação brasileira, só podemos investir em títulos emitidos pelo governo brasileiro no Brasil. Esta restrição não se aplica aos investimentos fora do Brasil. Em 31 de dezembro de 2013, o valor desses títulos negociáveis que foram diretamente adquiridos e mantidos conosco totalizou US\$ 6.247 milhões.

Para obter informações adicionais relacionadas às nossas principais operações financeiras com partes relacionadas, consulte a nota explicativa 19 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Item 8. Informações Financeiras

Demonstrações Consolidadas e Outras Informações Financeiras

Consulte o Item 18. "Demonstrações Financeiras" e "Índice das Demonstrações Financeiras."

Processos Judiciais

Atualmente, somos parte em diversos processos judiciais nas áreas cível, trabalhista, corporativa e ambiental, decorrentes do curso normal de nossos negócios. Vários litígios individuais descritos mais detalhadamente a seguir respondem por uma parcela significativa do valor total das reclamações contra nós. Nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas incluem apenas as provisões para perdas e despesas prováveis e razoavelmente estimadas que possamos incorrer com relação a processos em trâmite. Nossos processos judiciais estão descritos na Nota 31 de nossas demonstrações financeiras consolidadas incluídas nesse relatório anual e suas descrições são incorporadas por referência nesse item.

Além disso, em janeiro de 2014, a Secretaria da Receita Federal do Brasil emitiu um auto de infração contra nós no valor de aproximadamente R\$1.442,6 milhões (U.S.\$615,5 milhões) com relação ao suposto não pagamento de contribuições previdenciárias devidas sobre os benefícios concedidos a certos de nossos empregados de janeiro de 2009 e dezembro de 2011. Este pedido está sendo analisado a nível administrativo. Nós acreditamos que as chances de perda são possíveis, contudo improváveis, e portanto nós não estabelecemos nenhuma provisão.

Comissões Internas de Apuração

Nós eventualmente criamos comissões internas de apuração para avaliar nosso atendimento às regulamentações aplicáveis. O escopo de cada comissão é determinado pelos nossos administradores. Após o encerramento de cada comissão, as conclusões relevantes serão divulgadas e os resultados utilizados para aprimorar nossos processos.

Em 31 de março de 2014, a Comissão Interna de Apuração constituída para avaliar denúncias de supostos pagamentos de suborno pela SBM Offshore concluiu que não foram encontradas evidências que suportem tais alegações.

Atualmente, temos algumas comissões internas que foram criadas para avaliar transações mencionadas na imprensa, incluindo (i) uma comissão formada em 24 de março de 2014 para apurar processos de compra da refinaria de Pasadena; (ii) uma comissão criada em 11 de abril de 2014 para avaliar a existência de não conformidades nos processos de contratação com a empresa EcoGlobal; (iii) uma comissão criada em 14 de abril de 2014 para avaliar a existência de não conformidades nos processos de contratação com a empresa Astro Marítima Navegação S.A.; e (iv) duas comissões formadas em 25 de abril de 2014 para apurar procedimentos de contratação para implantação da Refinaria Abreu e Lima (RNEST) e do Comperj. Essas comissões tem o prazo de 30 a 60 dias para completarem os trabalhos. Baseado nas informações que temos disponível, a Companhia não acredita que as conclusões desses assuntos gerem algum impacto material nas demonstrações financeiras.

Distribuição de Dividendos

A tabela abaixo descreve os dividendos em dinheiro nos últimos três anos, inclusive os valores pagos como juros sobre capital próprio.

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2013	2012	2011
Valor total pago.....	2.656	3.272	6.422

Para informações quanto às exigências de distribuição de dividendos pela legislação societária brasileira e nosso regimento interno, vide item 10. “Informações Adicionais—Memorando e Contrato Social—Pagamento dos Dividendos e Juros sobre Capital Próprio” e item 10 “Informações Adicionais—Memorando e Contrato Social — Distribuição Obrigatória.

Item 9. A Oferta e a Listagem

Mercados de Negociação

Nossas ações e ADSs são listadas ou cotadas nos seguintes mercados:

Ações ordinárias Bolsa de Valores de São Paulo (BMF&BOVESPA)— São Paulo (símbolo ticker PETR3); Mercado de Valores Latinoamericanos en Euros (Latibex)—Madri, Espanha (símbolo ticker XPBR), Bolsa de Comercio de Buenos Aires (BCBA)—Buenos Aires, Argentina (símbolo ticker APBR)

Ações preferenciais Bolsa de Valores de São Paulo (BMF&BOVESPA)— São Paulo (símbolo ticker PETR4); Mercado de Valores Latinoamericanos en Euros (Latibex)—Madri, Espanha (símbolo ticker XPBRA), Bolsa de Comercio de Buenos Aires (BCBA)—Buenos Aires, Argentina (símbolo ticker APBRA)

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)

Nossas ações ordinárias e preferenciais são negociadas na BMF&BOVESPA desde 1968. Nossas ADSs representando duas ações ordinárias e nossas ADSs representando duas ações preferenciais são negociadas na Bolsa de Valores de Nova York desde 2000 e 2001, respectivamente. O Bank of New York Mellon atua como depositário para as ADSs ordinárias e preferenciais.

Nossas ações ordinárias e preferenciais são negociadas no LATIBEX desde 2002. O LATIBEX é um mercado eletrônico criado em 1999 pela Bolsa de Valores de Madri para permitir a negociação de títulos latino-americanos expressos em euros.

Nossas ações ordinárias e preferenciais são negociadas na Bolsa de Comercio de Buenos Aires desde 27 de abril de 2006.

Histórico do Preço das Ações

A tabela a seguir mostra as informações de comercialização para nossas ordinárias e ações preferenciais, conforme informado pela BMF&BOVESPA, e para nossas ADSs ordinárias e preferenciais, conforme informado pela Bolsa de Valores de Nova York, para os períodos indicados. A relação entre nossas ações ordinárias e preferenciais para as ADRs é de duas ações para cada ADR.

	Reais Por Ação Ordinária		Reais Por Ação Preferencial		Dólares Americanos por ADSs Ordinárias		Dólares Americanos por ADSs Preferenciais	
	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa
2008	62,30	20,21	52,51	16,89	75,19	14,94	63,51	12,56
2009	45,10	27,45	39,79	23,06	53,01	23,01	46,91	19,48
2010	41,81	26,68	37,50	24,16	48,90	31,90	43,82	28,63
2011	33,65	19,80	29,08	18,21	41,57	21,50	36,22	19,85
2012	27,75	18,24	25,60	17,64	32,12	17,64	29,74	16,99
2013								
Primeiro trimestre	20,49	14,03	19,70	15,87	20,11	14,27	19,37	16,16
Segundo trimestre	19,59	14,70	20,62	15,91	19,48	13,32	20,59	14,31
Terceiro trimestre	17,95	13,55	19,16	14,98	16,37	12,13	17,58	13,38
setembro 2013	17,95	15,90	19,16	16,78	16,37	13,60	17,58	14,35
Quarto trimestre	20,34	15,57	21,44	16,78	17,90	13,34	18,79	14,33
outubro 2013	19,54	16,83	20,43	17,93	17,45	15,32	18,37	16,50
novembro 2013	20,34	17,73	21,44	18,66	17,90	15,78	18,79	16,41
dezembro 2013	16,57	15,57	17,63	16,78	14,20	13,34	15,05	14,33
2014:								
Primeiro trimestre	15,82	12,02	16,75	12,57	13,32	10,27	13,96	10,68
Janeiro 2014	15,82	13,64	16,75	14,70	13,32	11,21	13,96	11,90
Fevereiro 2014	14,03	12,90	14,96	13,59	11,67	10,78	12,50	11,37
Março 2014	15,01	12,02	15,78	12,57	13,18	10,27	13,90	10,68

A BMF&BOVESPA

Em 31 de dezembro de 2013, as ações ordinárias e preferências da Petrobras representaram 8,9% do total da capitalização de mercado da BMF&BOVESPA e a Petrobras foi a segunda companhia mais negociada na BM&FBOVESPA. Em 31 de dezembro de 2013, a capitalização de mercado total das 379 empresas listadas na BMF&BOVESPA era de aproximadamente U.S.\$1.031 bilhões e as dez maiores empresas representavam aproximadamente 51,2% da capitalização de mercado total de todas as empresas listadas. Todas as ações em circulação de uma empresa listadas em bolsa podem ser negociadas na BMF&BOVESPA, mas, na maioria dos casos, menos da metade das ações listadas estão realmente disponíveis para negociação pelo público. O restante é mantido por pequenos grupos de controladores, órgãos governamentais ou por um acionista principal.

A negociação direta na BMF&BOVESPA por um detentor que não seja domiciliado no Brasil (investidor não-residente) para fins legais e tributários brasileiros está sujeita a determinadas limitações previstas na legislação brasileira de investimentos estrangeiros. Com poucas exceções, investidores não-brasileiros somente poderão negociar na BMF&BOVESPA de acordo com as exigências da Resolução nº 2.689, emitida pelo Conselho Monetário Nacional. A Resolução Nº 2.689 exige que os títulos detidos por investidores não-brasileiros sejam mantidos sob a custódia de ou em contas de depósito junto a instituições financeiras devidamente autorizadas pelo Banco Central do Brasil e pela CVM. Além disso, a Resolução Nº 2.689 exige que os investidores não-brasileiros restrinjam a negociação de seus títulos a operações em bolsas de valores brasileiras ou mercados de balcão qualificados. Com poucas exceções, os investidores não-brasileiros não poderão transferir a titularidade dos investimentos feitos com base na Resolução nº 2.689 para outros investidores não brasileiros através de transações particulares. Ver Item 10. "Informações Adicionais – Controles de Câmbio" para maiores informações.

Item 10. Informações Adicionais

Atos Constitutivos e Contrato Social

Geral

Somos uma empresa aberta devidamente registrada junto à CVM sob o nº 951-2. O Artigo 3 de nosso estatuto social estabelece nosso objeto social como sendo a pesquisa, a prospecção, a extração, o processamento, o comércio e o transporte de petróleo proveniente de poços, folhelhos ou outras rochas, seus derivados, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, bem como outras atividades relacionadas ou similares, tais como atividades relacionadas à energia, inclusive pesquisa, desenvolvimento, produção, transporte, distribuição, venda e comércio de todas as formas de energia, bem como outras atividades relacionadas ou similares. Podemos conduzir quaisquer das atividades dentro de nosso objetivo corporativo, fora do Brasil, diretamente ou por intermédio de nossas subsidiárias.

Qualificação dos Diretores

A Lei Nº 12.431/2011 alterou a Legislação Societária Brasileira ao eliminar a exigência prévia de que apenas acionistas de uma companhia poderiam ser indicados a cargos em seu conselho de administração. Portanto, os Diretores não mais precisam ser acionistas da companhia, contudo os membros de nossa diretoria executiva precisam ser brasileiros natos e residirem no Brasil. Nossos conselheiros e diretores executivos estão impedidos de votar em qualquer operação que envolva empresas nas quais eles detenham mais de 10% do total do capital social ou na qual tenham ocupado um cargo na administração no período imediatamente anterior à tomada de posse do respectivo cargo. De acordo com nosso estatuto social, os acionistas estipulam a remuneração total a ser paga aos conselheiros e diretores executivos. O Conselho de Administração distribui a remuneração entre seus conselheiros e diretores executivos.

Além disso, a Lei Nº 12.353/2010 prevê que empresas públicas e empresas de capital misto nas quais o governo federal possua direta ou indiretamente a maioria dos direitos a voto, incluam um conselheiro em seu Conselho de Administração que seja um representante eleito pelos funcionários da empresa, cuja votação realizar-se-á através de procedimento de voto separado previsto em nosso estatuto social.

Alocação de Lucro Líquido

Em cada assembleia geral ordinária, nosso Conselho de Administração deve recomendar como o lucro líquido referente ao exercício fiscal anterior será alocado. A Lei das Sociedades Anônimas define lucro líquido como o lucro depois do imposto de renda e contribuição social do referido exercício fiscal, menos quaisquer prejuízos acumulados de exercícios sociais anteriores e de quaisquer valores alocados à participação de lucros dos administradores e funcionários. De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas, os valores disponíveis para distribuição de dividendos ou pagamento de juros sobre o capital equivalente é igual ao lucro líquido menos quaisquer valores alocados desse lucro líquido para a reserva legal.

Somos obrigados a manter uma reserva legal, da qual devemos alocar 5% do nosso lucro líquido de cada exercício fiscal até o valor dessa reserva ser igual a 20% do nosso capital integralizado. No entanto, não somos obrigados a fazer nenhuma alocação para nossa reserva legal em um exercício fiscal no qual a reserva legal, quando adicionada às nossas outras reservas de capital estabelecidas, exceder 30% do nosso capital. A reserva legal somente pode ser utilizada para compensar prejuízos ou para aumento do capital social.

Contanto que possamos efetuar a distribuição mínima obrigatória descrita abaixo, devemos alocar um valor equivalente a 0,5% do nosso capital subscrito e integralizado no final do exercício para uma reserva estatutária. Essa reserva destina-se a financiar os nossos programas de pesquisa e desenvolvimento tecnológico. O saldo acumulado dessa reserva não pode exceder 5% do nosso capital social subscrito e integralizado.

A legislação brasileira também prevê três alocações discricionárias do lucro líquido sujeitas à aprovação

dos acionistas em assembleia geral ordinária, conforme abaixo:

- primeiro, um percentual do lucro líquido poderá ser alocado à reserva para contingências para prejuízos previstos considerados prováveis em exercícios futuros. Qualquer valor alocado desta maneira em um exercício anterior deverá ser revertido no exercício fiscal em que os motivos que justificarem a reserva deixarem de existir, ou deverá ser baixado na hipótese de ocorrer o prejuízo previsto;
- segundo, caso a distribuição obrigatória exceda a soma do lucro líquido realizado em um determinado exercício, esse valor excedente poderá ser alocado para uma reserva de lucros a realizar. A Lei das Sociedades Anônimas define lucro líquido realizado como o valor que o lucro líquido excede o resultado positivo líquido dos ajustes patrimoniais e lucros ou receitas das operações cujos resultados financeiros ocorram após o término do exercício fiscal seguinte; e
- terceiro, uma parcela do nosso lucro líquido que exceder a distribuição mínima obrigatória poderá ser alocada para atender às necessidades de capital de giro e projetos de investimento, enquanto essa alocação tomar por base um orçamento de capital anteriormente aprovado por nossos acionistas. Os orçamentos de capital para mais de um exercício deverão ser analisados em cada assembleia geral ordinária.

Distribuição Obrigatória

De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas, o estatuto social de sociedades anônimas brasileiras, como a nossa, poderá especificar um percentual mínimo dos valores disponíveis para distribuição por essa sociedade anônima em cada exercício fiscal que deva ser distribuído aos acionistas sob a forma de dividendos ou juros sobre o capital próprio, também denominada distribuição de dividendo obrigatória, que não poderá ser inferior a 25% do lucro líquido ajustado para o exercício fiscal. De acordo com o nosso regimento interno, o montante passível de distribuição foi fixado em um montante igual a pelo menos 25% do nosso lucro líquido ajustado, depois de deduzidas as alocações para a reserva legal, incentivos fiscais (se houver), reserva para contingências (se houver), e adição de montantes de reserva para contingências invertidas dos anos anteriores (se houver), conforme definido na Lei das Sociedades Anônimas do Brasil. 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.

Como uma sociedade brasileira com uma classe de ações sem direito de voto e conforme prevê o nosso estatuto, os titulares de ações preferenciais têm direito a dividendos anuais mínimos não cumulativo preferencial igual ao que for maior entre (i) 5% de sua participação proporcional de nosso capital integralizado, ou (ii) 3% do valor contábil de suas ações preferenciais.

Na medida que declaramos dividendos sobre nossas ações ordinárias em qualquer exercício em um valor que excede os dividendos preferenciais mínimos devidos às nossas ações preferenciais, os portadores de ações preferenciais teriam o direito a um valor de dividendo adicional por ação, de modo que os portadores de ações preferenciais receberão o mesmo valor de dividendo adicional por ação pago aos portadores de ações ordinárias. Os titulares de ações preferenciais participam igualmente com acionistas ordinários nos aumentos do capital social obtidos da incorporação de reservas e lucros.

Entretanto, a Lei das Sociedades Anônimas permite que sociedades abertas, tais como a nossa, suspendam a distribuição obrigatória caso o Conselho de Administração e o Conselho Fiscal informem à assembleia geral ordinária que a distribuição é desaconselhável em vista da situação financeira da empresa. A suspensão fica sujeita à aprovação dos detentores de ações ordinárias. Nesse caso, o Conselho de Administração deve apresentar uma justificativa à CVM para tal suspensão. Os lucros não distribuídos em virtude da suspensão supracitada serão alocados para uma reserva especial e, caso não sejam absorvidos por prejuízos subsequentes, serão distribuídos assim que a situação financeira da empresa permitir tais pagamentos.

Pagamento de Dividendos e Juros sobre o Patrimônio Líquido

Somos obrigados pela Lei das Sociedades Anônimas e por nosso estatuto social a realizar uma assembleia geral ordinária até o quarto mês seguinte ao encerramento de cada exercício fiscal, na qual, entre outros assuntos, os acionistas têm que deliberar sobre o pagamento dos dividendos anuais. O pagamento dos dividendos anuais utiliza como base as demonstrações financeiras elaboradas para o exercício social pertinente.

A Lei Nº 9.249/1995, e emendas posteriores, estabelecem a distribuição do valor pago aos acionistas a título de juros sobre o patrimônio líquido como uma forma alternativa de distribuição. Tais juros estão limitados à variação diária pro rata da taxa de juros TJLP, que é a taxa de juros de longo prazo do governo brasileiro.

Podemos tratar estes pagamentos como uma despesa dedutível para fins de imposto de renda e de contribuição social, mas a dedução não pode ultrapassar o maior valor dentre os valores abaixo:

- 50% do lucro líquido (antes de considerar esta distribuição e quaisquer deduções de imposto de renda e de contribuições sociais sobre o lucro líquido) do período com relação ao qual o pagamento seja efetuado; ou
- 50% do lucro acumulado.

Qualquer pagamento de juros sobre o capital próprio para detentores de ADSs ou ações ordinárias, quer sejam ou não residentes brasileiros, está sujeito à retenção na fonte de imposto brasileiro à alíquota de 15% ou 25%. A alíquota de 25% é aplicada se o beneficiário residir em um paraíso fiscal. Consulte “—Tributação Relativa às Nossas ADSs e Ações Ordinárias e Preferenciais — Considerações sobre Impostos Brasileiros”. O valor pago aos acionistas a título de juros sobre o patrimônio líquido, líquido de qualquer imposto retido, poderá ser incluído como parte de qualquer distribuição de dividendo obrigatória. De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas, somos obrigados a distribuir aos acionistas um valor suficiente para garantir que o valor líquido recebido, após pagarmos os impostos brasileiros retidos na fonte pertinentes em relação à distribuição de juros sobre o capital, seja, no mínimo, igual ao dividendo obrigatório.

De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas e com nosso estatuto social, os dividendos devem, de modo geral, ser pagos no prazo de 60 dias a contar da data de sua declaração, a menos que os acionistas, mediante deliberação, estabeleçam outra data para pagamento, que deverá ser anterior ao encerramento do exercício fiscal no qual os dividendos tiverem sido declarados. Os valores dos dividendos devidos aos nossos acionistas estão sujeitos a encargos financeiros equivalentes à taxa SELIC, a partir do encerramento de cada exercício fiscal até a data do efetivo pagamento desses dividendos. Os acionistas têm um prazo de três anos a partir da data de pagamento dos dividendos para reivindicar dividendos ou pagamentos de juros referentes às suas ações, após o qual o valor dos dividendos não reivindicados será revertido para nós.

Nosso Conselho de Administração poderá distribuir dividendos ou pagar juros com base nos lucros reportados em demonstrações financeiras intermediárias. O valor dos dividendos intermediários distribuídos não poderá exceder o valor de nossas reservas de capital.

Assembleias de Acionistas

Nossos acionistas têm poderes para deliberar sobre quaisquer questões referentes ao nosso objeto social e aprovar quaisquer deliberações que considerarem necessárias para a nossa proteção e desenvolvimento por meio de voto em assembleia geral de acionistas.

Desde 2012, temos convocado nossos acionistas para as Assembleias Gerais através de publicação de um aviso no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro e no Jornal Valor Econômico. O edital deve ser publicado pelo menos três vezes, começando com pelo menos 15 dias corridos antes da data marcada. O aviso deverá conter a ordem do dia da assembleia e, no caso de uma proposta de alteração no estatuto social, uma indicação do objeto. Para os detentores de ADSs, somos obrigados a fornecer um aviso ao depositário de ADS, pelo menos, 30 dias

antes da reunião de acionistas, quando possível.

Mediante recebimento da convocação para nossa assembleia de acionistas, o depositário deverá enviar pelo correio uma notificação, no formato de sua escolha, aos titulares de ADS. Essa notificação deverá conter i) as informações sobre a nossa convocação de assembleia enviadas ao depositário da ADS; ii) uma declaração de que os proprietários de registros, na data específica do registro, podem instruir o depositário em como exercer seus direitos a voto, sujeito às leis brasileiras e também aos nossos estatutos; e iii) uma declaração definindo a forma em que essas instruções podem ser passadas ao depositário.

O Conselho de Administração ou, em algumas situações específicas previstas na Lei das Sociedades Anônimas, os acionistas, convocam nossas assembleias gerais de acionistas. Os acionistas podem ser representados em uma assembleia geral de acionistas por procurador, desde que o procurador tenha sido nomeado no prazo de um ano a contar da data da assembleia. O procurador deverá ser um acionista, um membro da nossa administração, um advogado ou uma instituição financeira. A procuração outorgada ao procurador deverá cumprir certas formalidades estabelecidas na legislação brasileira.

Para que uma ação válida seja tomada em uma assembleia geral de acionistas, os acionistas que representem, no mínimo, um quarto de nossas ações ordinárias emitidas e em circulação deverão estar presentes. No entanto, no caso de uma assembleia geral para alterar nosso estatuto social, deverão estar presentes acionistas que representem, no mínimo, dois terços de nossas ações ordinárias emitidas e em circulação. Caso não haja essa frequência, o conselho poderá convocar uma segunda assembleia enviando notificação com, no mínimo, oito dias corridos de antecedência da data dessa assembleia programada de acordo com as regras de publicação descritas acima. A exigência de frequência não se aplicará à segunda assembleia, observadas as exigências para votação de determinados assuntos descritos abaixo. Nossos acionistas também podem se registrar online para exercer seu direito a voto eletronicamente nas assembleias de acionistas. Além disso, nossos acionistas também podem voltar eletronicamente via proxy (pedido público de produção). A participação eletrônica nas assembleias de acionistas não está disponível aos detentores de ADS. Os titulares de ADS poderão instruir antecipadamente a instituição depositária para votar em seu nome nas assembleias de acionistas, de acordo com os procedimentos operacionais e contrato de depósito da instituição depositária.

Direitos a Voto

De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas e com nosso estatuto social, cada uma de nossas ações ordinárias confere direito a voto nas assembleias gerais de acionistas. O governo brasileiro é obrigado por lei a possuir pelo menos a maioria de nossas ações com direito a voto. De acordo com nosso estatuto social, nossas ações preferenciais, de modo geral, não conferem direito a voto.

Os detentores de ações ordinárias, que votem nas assembleias gerais, possuem poderes exclusivos para:

- alterar nosso estatuto social;
- aprovar qualquer aumento de capital;
- aprovar qualquer redução de capital;
- eleger ou destituir membros do nosso Conselho de Administração e Conselho fiscal, sujeito ao direito de nossos acionistas titulares de ações preferenciais de eleger ou destituir um membro do nosso Conselho de Administração e eleger um membro do nosso Conselho Fiscal;
- receber as demonstrações financeiras anuais elaboradas pela nossa administração e aceitar ou rejeitar as demonstrações financeiras da administração, inclusive a alocação do lucro líquido para o pagamento do dividendo obrigatório e a alocação para várias contas de reserva;
- autorizar a emissão de debêntures, exceto a emissão de debêntures não-conversíveis e sem

garantias, que venham a ser aprovadas por nosso Conselho de Administração;

- suspender os direitos de um acionista que não tenha cumprido as obrigações impostas por lei ou por nosso estatuto social;
- aceitar ou rejeitar a avaliação de ativos contribuídos por um acionista como contraprestação pela emissão do capital social;
- aprovar deliberações para aprovar reestruturações societárias, tais como incorporações e fusões, cisões e transformações em outro tipo societário;
- participar de grupo centralizado de sociedades;
- aprovar a alienação do controle de nossas subsidiárias;
- aprovar a alienação de debêntures conversíveis emitidas por nossas subsidiárias e detidas por nós;
- estabelecer a remuneração de nossa alta administração;
- aprovar o cancelamento de nosso registro como sociedade aberta;
- decidir sobre nossa dissolução ou liquidação;
- renunciar ao direito de subscrever ações ou debêntures conversíveis emitidas por nossas subsidiárias ou afiliadas; e
- escolher uma empresa especializada para avaliar nossas ações pelo valor econômico, no caso de cancelamento de nosso registro como sociedade aberta ou de descumprimento das regras de governança corporativa definidas por uma bolsa de valores ou entidade encarregada de manter um mercado de balcão organizado, registrado junto à CVM, no intuito de cumprir com tais regras de governança corporativa e os contratos que vierem a ser celebrados por nós e por tais entidades.

Exceto se disposto de outro modo pela lei, as deliberações das assembleias gerais são aprovadas por maioria de votos dos detentores de nossas ações ordinárias. As abstenções não são levadas em consideração.

A aprovação de detentores de, no mínimo, metade das ações ordinárias emitidas e em circulação é exigida para a prática dos seguintes atos que envolvam a nossa companhia:

- redução da distribuição do dividendo obrigatório;
- fusão em outra empresa ou consolidação com outra empresa, sujeito às condições estabelecidas na Lei das Sociedades Anônimas Brasileiras;
- participação em grupo de sociedades, sujeito às condições estabelecidas na Lei das Sociedades Anônimas Brasileira;
- alteração do nosso objeto social, que deverá ser precedida por uma alteração em nosso estatuto social pela lei federal, já que somos controlados pelo governo e nosso objeto social é estabelecido por lei;
- interrupção do processo de liquidação;
- cisão de uma parte da nossa empresa, sujeito às condições estabelecidas na Lei das Sociedades Anônimas Brasileira;

- transferência de todas as nossas ações para outra sociedade ou recebimento de ações de outra sociedade para tornar a sociedade cujas ações sejam transferidas uma subsidiária integral da referida sociedade, conhecida como incorporação de ações; e
- aprovação de nossa liquidação.

De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, caso um acionista tenha um conflito de interesse com a sociedade com relação a qualquer transação proposta, o acionista pode não votar em qualquer decisão com relação a tal transação. Por exemplo, um acionista interessado pode não votar a aprovação da avaliação de ativos fornecidos por aquele acionista em troca de ações do capital ou, quando o acionista for um membro da alta administração, a aprovação do relatório da administração sobre as demonstrações financeiras da sociedade. Qualquer transação aprovada com o voto de um acionista com conflito de interesse pode ser anulada e tal acionista poderá ser responsabilizado por danos causados e obrigado a devolver para a sociedade qualquer ganho obtido em consequência da transação.

De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, os seguintes atos deverão ser submetidos à aprovação das ações preferenciais em circulação afetadas de forma desfavorável antes de serem submetidos para aprovação de, no mínimo, metade das ações ordinárias emitidas e em circulação:

- criação de ações preferenciais ou aumento de classes existentes de ações preferenciais, sem preservar as proporções para quaisquer outras classes de ações preferenciais, salvo conforme estabelecido ou autorizado pelo estatuto social da empresa;
- alteração nas preferências, privilégios ou condições de resgate ou amortização de qualquer classe de ações preferenciais; e
- criação de uma nova classe de ações preferenciais com direito a condições mais favoráveis do que as classes existentes.

As deliberações sobre a transformação da nossa empresa em outro tipo de sociedade exigem a aprovação unânime dos nossos acionistas, inclusive dos acionistas preferenciais, e uma alteração de nosso estatuto social pela lei federal.

Nossas ações preferenciais adquirirão direito a voto caso deixemos de pagar o dividendo mínimo ao qual as referidas ações têm direito por três exercícios fiscais consecutivos. O direito a voto perdurará até que o pagamento seja efetuado. Os acionistas detentores de ações preferenciais também adquirem o direito a voto se entrarmos em processo de liquidação.

De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, os acionistas que representam, no mínimo, 10% do capital social com direito a voto da companhia têm o direito de exigir que seja adotado um procedimento de voto cumulativo para conferir a cada ação ordinária tantos votos quantos forem os membros do conselho, e para conferir a cada ação ordinária o direito de votar cumulativamente apenas em um candidato ou de distribuir seus votos entre diversos candidatos. De acordo com as normas expedidas pela CVM, a exigência do limite de 10% para o exercício de procedimentos de votação cumulativa pode ser reduzida dependendo do valor do capital social da companhia. Para uma companhia como a Petrobras, o limite é de 5%. Assim, os acionistas representando 5% do nosso capital social com direito a voto podem exigir a adoção de um procedimento de votação cumulativa.

Além disso, os acionistas ordinários minoritários que detêm pelo menos 10% do nosso capital votante também têm o direito de nomear um membro ou destituir um membro do nosso Conselho Fiscal.

Os acionistas preferenciais que detenham, isoladamente ou em grupo, 10% da totalidade do nosso capital social têm o direito de eleger e/ou destituir um membro do nosso Conselho de Administração. Os acionistas preferenciais têm o direito de eleger separadamente um membro do nosso Conselho Fiscal.

Além disso, e segundo os termos da Lei 12.353, nossos funcionários têm direito a indicar um membro de nosso conselho de administração de acordo com um procedimento de voto separado previsto em nosso estatuto social.

Nosso estatuto social prevê que, independentemente do exercício dos direitos acima concedidos a acionistas minoritários, mediante processo de votação cumulativo, o governo brasileiro sempre terá o direito de nomear a maioria dos nossos conselheiros.

Direitos de Preferência

De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, cada um de nossos acionistas tem um direito de preferência geral para subscrição de ações ou valores mobiliários conversíveis em ações em qualquer aumento de capital, proporcionalmente ao número de ações por eles detidas. Na hipótese de um aumento de capital que manteria ou aumentaria a proporção de capital representado pelas ações preferenciais, os detentores de ações preferenciais teriam o direito de preferência na subscrição somente das novas ações preferenciais recém-emitidas. Na hipótese de aumento de capital que reduziria a proporção de capital representado pelas ações preferenciais, os detentores de ações preferenciais teriam direito de preferência para subscrição de quaisquer novas ações preferenciais, proporcionalmente ao número de ações por eles detidas, bem como para subscrição de ações ordinárias somente na medida necessária para impedir a diluição de sua participação na totalidade do nosso capital.

É permitido um período de pelo menos 30 dias a partir da publicação do aviso da emissão de novas ações ou de valores mobiliários conversíveis em ações para o exercício do direito, sendo o referido direito negociável.

Na hipótese de um aumento de capital por intermédio da emissão de novas ações, os detentores de ADSs, ações ordinárias ou ações preferenciais teriam, exceto nas circunstâncias descritas acima, o direito de preferência na subscrição de qualquer classe de nossas ações recentemente emitidas. Entretanto, os detentores de ADSs podem não ser capazes de exercer o direito de preferência relacionado às ações preferenciais subjacentes às suas ADSs, a menos que uma declaração de registro de acordo com a Lei de Mercado de Capitais esteja em vigor em relação a esses direitos ou uma isenção das exigências de registro da Lei de Mercado de Capitais esteja disponível. Consulte o Item 3 “Informações Principais — Fatores de Risco — Riscos Relacionados aos Nossos Títulos de Dívida ou Títulos Patrimoniais”.

Resgate e Direitos de Retirada

A legislação brasileira estabelece que, em circunstâncias limitadas, um acionista tem o direito de retirar sua participação acionária da sociedade e receber um pagamento pela parte do patrimônio líquido atribuída a sua participação acionária.

Esse direito de retirada pode ser exercido por quaisquer detentores das ações ordinárias ou preferenciais afetadas de forma desfavorável, caso decidamos:

- Criar ações preferenciais ou aumentar as classes existentes de ações preferenciais, sem preservar a proporção com quaisquer outras classes de ações preferenciais, salvo conforme estabelecido ou autorizado pelo estatuto social; ou
- alterar as preferências, privilégios ou condições de resgate ou amortização de qualquer classe de ações preferenciais ou criar uma nova classe de ações preferenciais com direito a condições mais favoráveis do que as das classes já existentes.

Os detentores de nossas ações ordinárias podem exercer o direito de retirada, caso fique decidido:

- fundir-se com outra empresa ou consolidar-se com outra empresa, sujeito às condições estabelecidas

na Lei das Sociedades Anônimas Brasileiras; ou

- participar em grupo de sociedades centralizado, definido conforme a Lei das Sociedades Anônimas Brasileira e sujeito às condições estabelecidas por esta lei;

O direito de retirada também pode ser exercido por nossos acionistas dissidentes, caso fique decidido:

- reduzir a distribuição obrigatória de dividendos;
- alterar nosso objeto social;
- fazer uma cisão de uma parte da nossa empresa, sujeito às condições estabelecidas na Lei das Sociedades Anônimas Brasileira;
- transferir todas as nossas ações para outra sociedade ou receber ações de outra sociedade para tornar a sociedade cujas ações sejam transferidas uma subsidiária integral da referida sociedade, conhecida como incorporação de ações; ou
- adquirir o controle de outra sociedade, cujo preço exceda os limites estabelecidos na Lei das Sociedades Anônimas, sujeito às condições estabelecidas na referida lei.

O direito de retirada também pode ser exercido na hipótese da empresa resultante de uma fusão, incorporação de ações (conforme descrito acima), ou consolidação ou cisão de uma empresa listada não se tornar uma empresa listada dentro de 120 dias a contar da assembleia de acionistas que tenha aprovado tal decisão.

Qualquer resgate de ações decorrente do exercício de tais direitos de retirada será feito com base no valor contábil por ação, determinado com base no último balanço patrimonial aprovado por nossos acionistas. Entretanto, caso a assembleia de acionistas que der origem ao direito de retirada ocorrer após mais de 60 dias a contar da data do último balanço patrimonial aprovado, os acionistas podem exigir que suas ações sejam avaliadas com base em um novo balanço elaborado dentro de 60 dias a contar da assembleia geral em questão. O direito de retirada prescreve em 30 dias a contar da publicação da ata da assembleia de acionistas que tiver aprovado as medidas corporativas descritas acima. Teríamos o direito de reconsiderar qualquer deliberação que acarrete um direito de retirada dentro de dez dias após a expiração desses direitos, caso a retirada das ações dos acionistas dissidentes colocasse em risco nossa estabilidade financeira.

Outros Direitos dos Acionistas

De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, nem o estatuto social de uma sociedade, nem os atos praticados em uma assembleia geral de acionistas poderão privar um acionista de alguns direitos específicos, tais como:

- o direito de participar da distribuição de lucros;
- o direito de participar de forma igual e proporcional de quaisquer ativos residuais restantes em caso de liquidação da sociedade;
- o direito de supervisionar a administração das atividades corporativas, conforme especificado na Lei Brasileira das Sociedades Anônimas;
- o direito de preferência no caso de subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações e bônus de subscrição (exceto em relação à oferta pública desses títulos, conforme possa ser estabelecido no estatuto social); e
- o direito de se retirar da sociedade nos casos especificados na Lei Brasileira das Sociedades

Anônimas.

Liquidação

Em caso de liquidação, os detentores de ações preferenciais têm o direito de receber, antes de qualquer distribuição aos detentores de ações ordinárias, um valor igual ao capital integralizado com relação às ações preferenciais.

Direitos de Conversão

De acordo com nosso estatuto social nossas ações ordinárias não podem ser convertidas em ações preferenciais e nem as ações preferenciais podem ser convertidas em ações ordinárias.

Responsabilidade de Nossos Acionistas por Outras Chamadas de Capital

Nem a legislação brasileira nem nosso estatuto social prevêem chamadas de capital. A responsabilidade de nossos acionistas por chamadas de capital está limitada ao pagamento do preço de emissão das ações subscritas ou adquiridas.

Forma e Transferência

Nossas ações estão registradas em forma escritural e contratamos o Banco do Brasil para prestar todos os serviços de guarda e transferência de ações. Para efetuar a transferência, o Banco do Brasil faz um lançamento em seus livros, debitando à conta de ações do cedente e creditando à conta de ações do cessionário.

Nossos acionistas poderão optar, a seu critério exclusivo, deter suas ações por intermédio da Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia (CBLC). As ações serão adicionadas ao sistema da CBLC por meio de instituições brasileiras que possuam contas de compensação junto à CBLC. Nosso livro de registro de acionistas indica quais de nossas ações estão listadas no sistema da CBLC. Cada acionista participante, por sua vez, é registrado em um registro de acionistas beneficiários mantido pela CBLC e é tratado da mesma maneira que nossos acionistas registrados.

Resolução de Disputas

Nosso estatuto social prevê a resolução de disputas obrigatória por meio de arbitragem, de acordo com as regras da Câmara de Arbitragem do Mercado, em relação a qualquer disputa relacionada a nós, aos nossos acionistas, executivos, conselheiros e membros do Conselho Fiscal e que envolvam as disposições da Lei das Sociedades Anônimas, do nosso estatuto social, das normas do CMN, do Banco Central do Brasil ou da CVM ou de qualquer outra legislação de mercados de capitais, inclusive as disposições de qualquer contrato celebrado por nossa empresa com qualquer bolsa de valores ou entidade operadora de mercado de balcão registrada na CVM em relação à adoção de práticas de governança corporativa diferenciadas.

No entanto, as decisões do governo brasileiro, conforme exercidas por meio de votação em qualquer assembleia geral de acionistas, não estão sujeitas a esse procedimento de arbitragem, de acordo com o artigo 238 da Lei das Sociedades Anônimas.

Restrições de Auto-negociação

Nosso acionista controlador, o governo brasileiro e os membros do nosso Conselho de Administração, diretoria executiva e Conselho Fiscal são obrigados, de acordo com o nosso estatuto social, a:

- abster-se de operar com nossos títulos no período de um mês que anteceda qualquer encerramento de exercício fiscal, até a data em que nossas demonstrações financeiras sejam publicadas ou no período entre a deliberação corporativa de aumento ou redução de nosso capital social, distribuir dividendos ou

ações e emitir qualquer título até a data em que os respectivos comunicados públicos sejam publicados; e

- comunicar à nossa companhia e à bolsa de valores seus planos de negociação periódicos em relação aos nossos títulos, se houver, inclusive qualquer alteração ou atraso dos referidos planos. Caso a comunicação seja um plano de investimento ou de desinvestimento, a frequência e as quantidades planejadas deverão estar incluídas.

Restrições a Detentores Não-Brasileiros

Os detentores não-brasileiros não enfrentam nenhuma restrição legal quanto à titularidade de nossas ações ordinárias ou preferenciais ou das ADSs com base em nossas ações ordinárias ou preferenciais, e fazem jus a todos os direitos e preferências relacionados às referidas ações ordinárias ou preferenciais, conforme o caso.

No entanto, a capacidade de converter os pagamentos de dividendos e o produto da venda de ações ordinárias ou preferenciais ou direitos de preferência em moeda estrangeira e de enviar esses valores para o exterior está sujeita a restrições nos termos da legislação de investimentos estrangeiros, que exige, em geral, entre outras coisas, o registro do investimento pertinente junto ao Banco Central do Brasil. Contudo, qualquer detentor não-brasileiro que efetuar um registro junto à CVM em conformidade com a Resolução nº 2.689 poderá comprar e vender títulos na BMF&BOVESPA sem a necessidade de obter um certificado de registro em separado para cada transação.

Além disso, o Anexo V da Resolução nº 1.289 do CMN, permite que as sociedades brasileiras emitam recibos de depositário em mercados de câmbio estrangeiro. Atualmente, possuímos um programa de ADR para nossas ações ordinárias e preferenciais devidamente registrado junto à CVM e ao Banco Central do Brasil. O produto da venda das ADSs pelos detentores fora do Brasil está isento de controles brasileiros de investimento estrangeiro.

Transferência de Controle

De acordo com a legislação brasileira e nosso estatuto, o governo brasileiro é obrigado a possuir pelo menos a maioria de nossas ações com direito a voto. Portanto, qualquer alteração em nosso controle exigiria a alteração da legislação pertinente.

Divulgação de Participações Acionárias

A legislação brasileira exige que qualquer pessoa ou grupo de pessoas que representem os mesmos interesses, que tenham, direta ou indiretamente, adquirido ou vendido uma participação correspondente a 5% do total do número de ações de qualquer espécie ou classe, divulguem sua participação acionária ou alienação do investimento à CVM e à BMF&BOVESPA. Além disso, uma declaração que contenha as informações exigidas deverá ser publicada em jornais. Qualquer aumento ou redução subsequente em 5% ou mais da titularidade de ações de qualquer tipo ou classe deverá ser divulgado de maneira semelhante.

Contratos Relevantes

Contrato de Cessão Onerosa

Em 3 de setembro de 2010, celebramos um contrato com o governo federal brasileiro através do qual o governo nos cedia o direito de conduzir atividades de exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluídos em áreas de pré-sal especificadas, sujeito a uma produção máxima de cinco bilhões de barris de óleo equivalente. O Contrato de Cessão Onerosa foi celebrado em conformidade com as provisões específicas da Lei nº 12.276. A minuta do Contrato de Cessão Onerosa foi aprovada por nosso Conselho de Administração em 1º de setembro de 2010 e pelo CNPE em 1º de setembro de 2010, após uma negociação entre nós e o governo federal brasileiro baseada em relatórios de peritos independentes obtidos por nós e pela ANP, de acordo com a o procedimento de avaliação conforme exigido pela Lei nº 12.276.

Condições Básicas

Finalidade. Segundo o Contrato de Cessão Onerosa, pagamos um valor inicial de contrato de preços pelo direito de realizar atividades de exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos de fluídos em áreas de pré-sal especificadas, sujeitas a uma produção máxima de cinco bilhões de barris de óleo equivalente. Embora o Contrato de Cessão Onerosa nos conceda certos direitos semelhantes àqueles de uma concessão, o Contrato de Cessão Onerosa é um regime específico para exploração e produção, não é uma concessão de acordo com a lei brasileira.

Área Coberta. O Contrato de Cessão Onerosa cobre seis blocos firmes além de um bloco contingente, localizados nas áreas do pré-sal e identificados no Contrato de Cessão Onerosa. Esses blocos estão localizados na Bacia de Santos e possuem características geológicas semelhantes às descobertas feitas em outros locais nas áreas do pré-sal.

Fiscalização e Inspeção. A ANP possui a autoridade reguladora e os direitos de inspeção sobre nossas atividades nas áreas sujeitas ao Contrato de Cessão Onerosa, bem como sobre nossa conformidade com o Contrato de Cessão Onerosa.

Custos e Riscos. Todas as nossas atividades de exploração, desenvolvimento e produção, de acordo com o Contrato de Cessão Onerosa, serão realizadas às nossas custas e risco.

Valor

O valor inicial do contrato por nossos direitos em conformidade com o Contrato de Cessão Onerosa era de R\$74.807.616.407, que era equivalente a US\$42.533.327.500 em 1º de setembro de 2010. Conforme estabelecido pela Lei nº 12.276, o valor do contrato foi determinado através de negociação entre nós e o governo federal brasileiro, baseado em relatórios de peritos independentes obtidos por nós e pela ANP, levando em consideração uma série de fatores, incluindo condições de mercado, preços atuais do petróleo e custos da indústria.

Utilizamos parte dos lucros de nossa venda de ações na oferta global de 2010 para o pagamento do valor inicial do contrato, incluindo o uso de LFTs que recebemos do governo federal brasileiro na oferta global. As LFTs foram avaliadas ao mesmo valor que foram avaliadas para fins de oferta global.

O Contrato de Cessão Onerosa estabelece os valores e volumes iniciais para cada bloco, como a seguir:

	AVALIAÇÕES INICIAIS		
	Volume (milhões de boe)	Preço (US\$/boe)	Valor (US\$)
Bloco 1			
Florim	467	9,0094	4.207.389.800
Bloco 2			
Franco	3.058	9,0400	27.644.320.000
Bloco 3			
Guará Sul	319	7,9427	2.533.721.300
Bloco 4			
Área ao redor de Iara	600	5,8157	3.489.420.000
Bloco 5			
Tupi Sul	128	7,8531	1.005.196.800
Bloco 6			
Tupi Nordeste	428	8,5357	3.653.279.600
Bloco 7 (Bloco contingente)			
Peroba	—	—	—
Valor Inicial de Contrato do Contrato de Cessão Onerosa			42.533.327.500

Duração

O Contrato de Cessão Onerosa tem a duração de 40 anos, extensível por um período adicional de cinco

anos, mediante nossa solicitação, em casos de (i) força maior, (ii) atraso na obtenção de licenças ambientais pertinentes, contanto que tal atraso seja atribuível apenas à autoridade ambiental pertinente, (iii) suspensão das atividades por determinação da ANP, ou (iv) alterações nas condições geológicas previstas para cada área. A prorrogação será empregada apenas para áreas onde a ANP identificar a ocorrência de um dos eventos especificados acima. A ANP levará em consideração o período de tempo de atraso ocorrido para determinar a duração da extensão, sujeita ao limite de cinco anos indicado acima. Além disso, a duração do Contrato de Cessão Onerosa está sujeita ao processo de revisão.

Bloco Contingente

Podemos solicitar que o governo federal brasileiro nos conceda o direito de desempenhar as atividades estabelecidas no programa exploratório mínimo no bloco contingente em um prazo de quatro anos a partir da data do Contrato de Cessão Onerosa, e contanto que fique comprovado, com base nas melhores práticas da indústria do petróleo e gás, que o volume total recuperável nos outros blocos é menor do que o volume máximo inicialmente determinado pelo Contrato de Cessão Onerosa.

As atividades estabelecidas no programa exploratório mínimo para o bloco contingente devem ser realizadas dentro do período determinado para a fase de exploração. A qualquer momento, caso seja identificada por nós ou pelo governo federal brasileiro a possibilidade de produzir o volume máximo inicialmente estabelecido no Contrato de Cessão Onerosa nos outros blocos, somos obrigados a devolver imediatamente o bloco contingente ao governo federal brasileiro.

Revisão

O Contrato de Cessão Onerosa está sujeito à revisão. Notificaremos o governo federal brasileiro e a ANP 10 meses antes da data esperada para a declaração de comercialidade da cada área coberta pelo contrato, para iniciar o processo de revisão que terá início imediatamente após a declaração de comercialidade de cada campo em cada bloco. O processo de revisão será concluído ao emitirmos nossa última declaração de comercialidade, com base nos preços e volumes revisados de cada área, para todas as áreas sujeitas ao Contrato de Cessão Onerosa. O bloco contingente também estará sujeito ao processo de revisão, caso solicitemos ao governo federal o direito de realizar as atividades estabelecidas no programa exploratório mínimo dentro desse bloco.

A conclusão do processo pode resultar na renegociação do valor do contrato, do volume de produção máximo de cinco bilhões de barris de óleo equivalente, da duração e dos níveis mínimos de bens e serviços a serem adquiridos de fornecedores brasileiros.

Caso o valor de contrato revisado seja maior do que o valor inicial do contrato, podemos entrar em um acordo com o governo federal brasileiro, optando por uma das seguintes opções de pagamento: (i) um pagamento será feito por nós, em espécie ou LFTs, ao governo federal brasileiro em um valor igual à diferença entre o valor de contrato revisado (decorrente do processo) e o valor inicial do contrato; ou (ii) redução no volume máximo de produção de cinco bilhões de barris de óleo equivalente, concordando em devolver uma ou mais áreas cobertas pelo Contrato de Cessão Onerosa. Caso o valor de contrato revisado seja menor do que o valor inicial do contrato, então o governo federal brasileiro nos pagará em espécie, LFTs, títulos emitidos por nós ou através de outros meios acordados entre nós, a diferença entre o valor de contrato revisado e o valor inicial do contrato. Em qualquer um dos casos, a diferença entre o valor de contrato revisado e o valor inicial do contrato em dólares norte-americanos será convertida para reais, com base na taxa de câmbio PTAX média para compra de dólares norte-americanos publicada pelo Banco Central do Brasil para os 30 dias que precederem a revisão de cada área e será reajustado pela taxa de juros do Sistema Especial de Liquidação e Custódia ou pela taxa SELIC, até a data de pagamento. Os pagamentos devem ser efetuados em um prazo de até três anos da conclusão do processo.

O processo será baseado em relatórios de peritos independentes a serem contratados por nós e pela ANP. Dentre outros fatores, os seguintes serão considerados no processo de revisão:

- Data de Referência: a data da Declaração de Comercialidade de acordo com os termos do Contrato

de Cessão Onerosa. Esta conclusão, no entanto, está pendente de negociação com governo federal.

- Taxa de Desconto: uma taxa de desconto de 8,83% ao ano;
- Preço de Referência de Petróleo: será igual ao preço de comercialização médio no mês que preceder a data de revisão (Crude Light West Texas Intermediate — WTI), em US\$/barril, conforme publicado pela New York Mercantile Exchange, a NYMEX, sob o código “CL,” para contratos de futuros com data de vencimento no dia dezoito, menos o diferencial em relação ao petróleo Brent. O diferencial de petróleo Brent (o preço de WTI menos o preço Brent) será calculado usando médias anuais de projeções mensais conforme especificado nos mais recentes relatórios publicados pelo Pira Energy Group (disponível em seu website mediante pagamento de uma taxa) para o exercício seguinte à revisão, ou, caso não esteja disponível, uma previsão comparável publicada por uma empresa internacional reconhecida por sua competência técnica na indústria do petróleo e gás natural. Para cada área sob o Contrato de Cessão Onerosa, o cálculo do diferencial do preço do barril de óleo equivalente pertinente a cada área em relação ao petróleo Brent deverá ser baseado nos dados de caracterização de fluidos mais recentes disponíveis na data de revisão, e deverá ser realizado de acordo com a metodologia especificada na Portaria ANP nº 206/2000.
- Preço de Referência de Gás Natural em US\$/MMBtu: o preço de referência de gás natural é igual ao preço no mercado de referência (PMR) menos as prestações relativas a tarifas com transporte (TTr), tarifas de processamento (TP), tarifas de transferência (TT) e despesas de vendas (DC), de acordo com a seguinte fórmula: $PRGN = PMR - (TTr + TP + TT + DC)$, onde:
 - O preço no mercado de referência (PMR) em US\$/MMBtu é o preço médio de venda do gás natural doméstico nos doze meses que precederem a data de revisão, pesado por volume, consistente com nossa prática de comprometimento com o mercado não-termelétrico nos estados do Rio de Janeiro e São Paulo.
 - Tarifas de transporte (TTr) em US\$/MMBtu são tarifas contratuais de gasodutos usados para transportar gás natural entre nossas plantas de processamento e os pontos de entrega, conforme a seguir: $TTr = \sum TTr(n)$, onde TTr (n) é igual às tarifas transporte de gasoduto n.
 - As tarifas de processamento (TP) em US\$/MMBtu são baseadas nos custos de processamento de gás natural do pré-sal, em nosso terminal de Cabiúnas em Macaé, estado do Rio de Janeiro, levando em consideração a receita da comercialização de hidrocarbonetos líquidos que resultarão do processamento de gás natural.
 - As tarifas de transferência (TT) em US\$/MMBtu são baseadas no custo de transferência de gás natural das áreas do pré-sal de nossas unidades de produção para o terminal de Cabiúnas.
 - Despesas de Vendas (DC) em US\$/MMBtu correspondem aos custos incorridos na comercialização de gás natural, que incluem, entre outras, a preparação e administração de contratos de comercialização de gás natural, custos com logística de suprimento de gás natural e custos com faturamento.
 - Os cálculos das tarifas de processamento e transferência serão baseados em informações auditadas que temos disponíveis para projetos equivalentes envolvendo processamento e transferência de gás natural do pré-sal. Os cálculos de despesas de vendas serão baseados em informações auditadas que temos disponíveis relativas à comercialização de gás natural.
- Imposto: Impostos pertinentes serão os impostos brasileiros pertinentes a campos sob o Contrato de Cessão Onerosa em vigor no período de revisão;

- **Custo:**
 - Para operações entre a data de celebração do Contrato de Cessão Onerosa e a data de revisão, o custo será o custo efetivo incorrido por nós, em dólares norte-americanos, separadamente para cada área sob o Contrato de Cessão Onerosa, contanto que tenham sido auditados e estejam consistentes com as práticas comuns de mercado.
 - Os custos operacionais e com investimentos e custos futuros adicionais serão estimados de acordo com as melhores práticas na indústria de petróleo, levando em consideração o ambiente operacional e baseado nos preços de mercado praticados para cada bem ou serviço na data de revisão.
 - Arrendamento e aluguel: em casos onde seja pertinente arrendamento e aluguel, estes serão considerados de acordo com as melhores práticas na indústria do petróleo, para ativos de produção incluindo, mas não se limitando, a unidades de produção e equipamentos submarinos. Os pagamentos de arrendamento e aluguel serão estimados com base nas taxas diárias de arrendamento em contratos de arrendamento e aluguel recentes de Unidades de Produção Estacionárias que possuem um valor de mercado equivalente (CAPEX). Quaisquer impostos devidos em conformidade com a transferência de pagamentos de arrendamentos e aluguéis serão acrescidos aos pagamentos de arrendamentos e aluguéis.
 - Custos com investimentos, custos operacionais e despesas adicionais serão calculados em dólares norte-americanos; e
- **Taxa de Câmbio:** a taxa de câmbio a ser usada na conversão de dólares norte-americanos para reais será a taxa de câmbio média PTAX para compra de dólares norte-americanos (calculado pelo Banco Central do Brasil) para os 30 dias imediatamente anteriores ao pagamento.

Fases

Nossas atividades sobre o Contrato de Cessão Onerosa estão divididas em duas fases:

- **Fase de exploração.** Essa fase compreende a avaliação com a finalidade de determinar a comercialidade de quaisquer descobertas de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluídos. A fase de exploração se inicia na data de celebração do Contrato de Cessão Onerosa e terminará mediante declaração de comercialidade de cada reservatório descoberto em cada área coberta pelo Contrato de Cessão Onerosa. Teremos quatro anos, extensíveis por um período adicional de dois anos, para estar em conformidade com o programa exploratório mínimo e outras atividades aprovadas pela ANP, conforme estabelecido no Contrato de Cessão Onerosa.
- **Fase de Produção.** A fase de produção para um determinado descoberta se inicia na data da declaração de comercialidade por nós à ANP, e dura até o término do Contrato de Cessão Onerosa. Ela compreende um período de desenvolvimento, durante o qual realizaremos atividades em conformidade com um plano de desenvolvimento aprovado pela ANP. Após o período de desenvolvimento, podemos iniciar a produção mediante notificação à ANP.

Programa exploratório mínimo

Durante a fase de exploração, somos obrigados a realizar um programa exploratório mínimo, conforme especificado no Contrato de Cessão Onerosa. Podemos realizar outras atividades fora do escopo do programa exploratório mínimo, contanto que tais atividades sejam aprovadas pela ANP.

A ANP irá aplicar multas por eventuais atrasos de nossa parte na realização do programa exploratório mínimo. Caso o atraso seja menor do que 24 meses, a multa será correspondente ao valor de tais atividades não-

realizadas, proporcional ao número de dias ainda pendentes. Caso o atraso seja maior do que 24 meses, então a multa será igual a duas vezes o valor das atividades do programa exploratório mínimo para o bloco pertinente.

Realocação de Volumes

O governo federal brasileiro e nós podemos negociar a realocação dos volumes de petróleo e gás natural originalmente designados para cada bloco, observando o preço revisado por barril de petróleo equivalente pertinente a cada área, nos seguintes cenários: (i) a autoridade ambiental pertinente não concede uma licença permanente para a realização de atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em um determinado bloco ou campo, ou (ii) a produção do volume alocado para qualquer bloco não é possível de acordo com as melhores práticas da indústria do petróleo para as características geológicas dos reservatórios, observando os parâmetros econômicos estabelecidos no processo de revisão (conforme discutido abaixo).

Assim que a realocação estiver concluída, o número de barris de óleo equivalente a ser produzido no novo bloco será igual à multiplicação do (i) número de barris de óleo equivalente que foi realocado do bloco original para o novo bloco e (ii) valor do barril de óleo equivalente no bloco original, a ser dividido pelo valor do barril de óleo equivalente no novo bloco.

Caso não seja possível realocar todos os volumes de petróleo e gás natural não produzidos por nós, o procedimento de realocação será realizado em parte e o governo federal brasileiro nos pagará o valor resultante da multiplicação do volume não sujeito à realocação pelo valor do barril no bloco para o qual realocação foi feita. Este valor, em dólares, será convertido para reais usando a taxa de câmbio PTAX média para compra de dólares norte-americanos nos 30 dias anteriores à data do processo de realocação de tal bloco, e reajustado pela taxa SELIC durante o período entre a data do processo de realocação de tal bloco e a data de pagamento pelo governo federal brasileiro.

Caso seja determinado que não seja possível realocar quaisquer volumes de petróleo, gás natural e outros fluídos de hidrocarbonetos conforme descrito acima, o governo federal brasileiro irá nos ressarcir um valor equivalente ao volume total de barris de óleo equivalente que não foi produzido, multiplicado pelo valor do dólar de barril de óleo equivalente aplicável ao bloco correspondente, convertido em reais usando a taxa de câmbio PTAX média para compra de dólares norte-americanos nos 30 dias anteriores à data do processo de realocação, e reajustado pela taxa SELIC da data do processo de realocação para tal bloco até a data de pagamento pelo governo federal brasileiro.

A forma e condições de pagamento do ressarcimento, em qualquer caso, serão negociadas por nós e pelo governo federal brasileiro. Os pagamentos serão efetuados em um prazo de até três anos após a conclusão do processo de realocação.

Unitização

Um reservatório coberto por um bloco a nós designado pelo Contrato de Cessão Onerosa pode ser estendido até áreas adjacentes fora de tal bloco. Neste caso, devemos notificar imediatamente a ANP após identificar a extensão e seremos impedidos de realizar as atividades de exploração e produção dentro de tal bloco até que tenhamos negociado um acordo de unitização com a concessionária ou contratada terceirizada, de acordo com um regime diferente de exploração e produção, que possui direitos sobre tais áreas adjacentes. A ANP irá informar a tais terceiros que devemos negociar um “Acordo de Unitização.” Caso a área adjacente não esteja licenciada, o governo federal brasileiro deverá indicar um representante para negociar conosco.

Caso não seja possível para as partes chegar a um acordo dentro do prazo estabelecido pela ANP, a agência irá determinar os termos e obrigações relativos a tal unitização, com base no relatório de um perito, e também enviará notificação aos terceiros ou ao representante do governo federal brasileiro e a nós, conforme o caso, sobre tal determinação. Até o acordo de unitização ser aprovado pela ANP, as operações para desenvolvimento e produção de tal reservatório deverão permanecer suspensas, a menos que de outro modo autorizado pela ANP. Nossa recusa em assinar o acordo de unitização acarretará na devolução ao governo federal

brasileiro da área sujeita ao processo de unitização.

Ambiental

Somos obrigados a preservar o meio ambiente e proteger o ecossistema na área sujeita ao Contrato de Cessão Onerosa e evitar danos na fauna local, flora e recursos naturais. Seremos responsáveis por danos advindos do meio ambiente de nossas operações, incluindo quaisquer custos relacionados com medidas de remediação.

Conteúdo Brasileiro

O Contrato de Cessão Onerosa nos obriga a comprar uma proporção mínima de bens e serviços de fornecedores brasileiros e a estender tratamento igual para que tais fornecedores possam concorrer com empresas estrangeiras. A exigência de conteúdo mínimo brasileiro está relacionada no Contrato de Cessão Onerosa e especifica determinados equipamentos, bens e serviços, bem como diferentes níveis de exigências de conteúdo de acordo com as diferentes fases e períodos das atividades sobre o Contrato de Cessão Onerosa. O conteúdo mínimo brasileiro é de 37% para a fase de exploração. Para o período de desenvolvimento, (i) 55% para os períodos de desenvolvimento de produção inicial até 2016, (ii) 58% para os períodos de desenvolvimento de produção inicial entre 2017 e 2019, e (iii) 65% períodos de desenvolvimento de produção inicial a partir de 2020. Apesar das porcentagens mínimas estabelecidas para cada período de tempo de desenvolvimento, a porcentagem média geral do conteúdo brasileiro no período de desenvolvimento deverá ser de, pelo menos, 65%. Caso deixemos de cumprir com as obrigações relativas ao conteúdo brasileiro, poderemos estar sujeitos a multas impostas pela ANP. O Contrato de Cessão Onerosa permite que a ANP conceda renúncias para as exigências de conteúdo local, nos casos em que quaisquer necessidades operacionais da área do Contrato de Cessão Onerosa (com relação à tecnologia, preços e prazo) não possam ser atendidas por fornecedores locais.

Royalties e despesas com Pesquisa e Desenvolvimento

Assim que iniciarmos a produção comercial em cada campo, seremos obrigados a pagar royalties mensais de 10% da produção de petróleo e gás natural. Também teremos que investir 0,5% de nossa receita bruta anual advinda da produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, em conformidade com o Contrato de Cessão Onerosa, em atividades de pesquisa e desenvolvimento relativas a questões energéticas e ambientais sendo realizadas em universidades e instituições nacionais de desenvolvimento técnico e de pesquisas, públicas ou privadas, previamente registradas junto à ANP para tal finalidade.

Disposições Gerais

- Não poderemos ceder nossos direitos de acordo com o Contrato de Cessão Onerosa.
- O Contrato de Cessão Onerosa será rescindido quando (i) for atingida a produção do volume máximo de barris de óleo equivalente conforme especificado no Contrato de Cessão Onerosa, (ii) do término do prazo, ou (iii) solicitado pela ANP, caso deixemos de observar o período para resolução estabelecido pela ANP em relação à violação de uma obrigação que se comprove como pertinente para a continuação das operações em cada bloco. Tal período de resolução não pode ser menor do que 90 dias, exceto em casos de extrema emergência.
- O governo federal brasileiro e nós estaremos liberados da realização das atividades estabelecidas no Contrato de Cessão Onerosa apenas em casos de força maior, que incluem, entre outros, atrasos na obtenção de uma licença ambiental, contanto que tal atraso seja atribuível apenas à autoridade ambiental pertinente.
- O Contrato de Cessão Onerosa está regulado pela legislação brasileira.
- O governo federal brasileiro e nós envidaremos nossos melhores esforços no sentido de dirimir quaisquer disputas de modo amigável. Caso isto não seja possível, submeteremos tal disputa para análise

arbitral pela Advocacia-Geral da União Federal, que poderá confiar a peritos independentes no tratamento de questões técnicas ou entrar com um processo legal no Tribunal Federal localizado em Brasília, Brasil.

Contrato de Partilha de Produção

Em 2 de dezembro de 2013, após um leilão público realizado em 21 de outubro de 2013, um consórcio composto por nós (com uma participação de 40%), Shell Brasil Petróleo Ltda. (com uma participação de 20%), Total E&P do Brasil Ltda. (com uma participação de 20%), CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda. (com uma participação de 10%) e a CNOOC Petroleum Brasil Ltda. (com uma participação de 10%) (o “Consórcio de Libra”), celebrou um contrato de partilha de produção com o governo federal brasileiro, ANP e PPSA (o “Contrato de Partilha de Produção”). Nos termos do contrato, o Consórcio de Libra foi concedido direitos e obrigações para operar e explorar uma área estratégica do pré-sal conhecida como bloco de Libra, localizado em águas ultra profundas da Bacia de Santos. Este foi o primeiro contrato de partilha de produção de petróleo e gás celebrado no Brasil segundo a Lei 12.351/2010. Para mais informações sobre a Lei 12.351/2010, veja o Item 4. “Regulamentação do Setor de Petróleo e Gás no Brasil – Regime do Contrato de Compartilhamento de Produção para Áreas Não Licenciadas do Pré-Sal e Áreas Potencialmente Estratégicas”.

Termos Básicos

Objetivo. O objetivo do Contrato de Partilha de Produção é executar e administrar os direitos de exploração e produção sobre as reservas de petróleo e gás no bloco de Libra. Conforme a Lei nº 12.351/2010, nós seremos o operador exclusivo das atividades de exploração e produção no bloco de Libra. O Consórcio de Libra já pagou R\$15 bilhões (US\$6,6 bilhões) à ANP (dos quais R\$50 milhões foram pagos à PPSA) como um bônus de assinatura pela celebração do Contrato de Partilha de Produção. Nos termos do Contrato de Partilha de Produção, o Consórcio de Libra irá dividir com o governo brasileiro o “petróleo-lucro” produzido em troca pelo direito de explorar e produzir petróleo e gás no bloco de Libra. A parcela do governo do petróleo-lucro será de 41,625%, variando com o preço do petróleo e a produtividade dos poços.

Área Coberta. O bloco de Libra abrange uma área do pré-sal de aproximadamente 1.547,76 km² ou 0,4 milhões de acres.

Volume Recuperável Estimado. O bloco de Libra tem um volume recuperável estimado entre 8 e 12 bilhões de boe.

Comitê Operacional. O Consórcio de Libra é administrado por um Comitê Operacional no qual participam a Petrobras, Shell, Total, CNODC, CNOOC e PPSA, e onde a PPSA representa os interesses do governo federal brasileiro. Apesar de a PPSA não investir no bloco de Libra, ela terá 50% dos direitos de voto do Comitê Operacional e também terá um voto de desempate e poderes de veto, conforme estabelecido no Contrato de Partilha de Produção.

Riscos, Custos e Compensação. Todas as atividades de exploração, desenvolvimento e produção nos termos do Contrato de Partilha de Produção serão realizadas por conta e risco próprios dos membros do Consórcio de Libra. Para as descobertas comerciais de petróleo ou gás no bloco de Libra, o Consórcio de Libra terá o direito de recuperar, mensalmente, (i) uma parcela da produção de petróleo e gás no bloco de Libra correspondente as suas despesas com royalties e (ii) o “petróleo de custo” correspondente aos custos incorridos (que é o valor associado aos custos de capital e operacionais das atividades de exploração e produção do Consórcio de Libra), até um limite de 50% da produção bruta nos dois primeiros anos (que poderá ser prorrogado se quaisquer custos anteriores não tiverem sido completamente recuperados em até dois anos de seus efetivos incorrimentos) e 30% da produção bruta nos anos seguintes, conforme aprovado pela PPSA e o Comitê Operacional, sujeito a condições, proporções e termos previstos no Contrato de Partilha de Produção. Além disso, para cada descoberta comercial, o Consórcio de Libra terá o direito de receber, mensalmente, sua parcela do “petróleo-lucro” conforme estabelecido no Contrato de Partilha de Produção.

Duração

O prazo de duração do Contrato de Partilha de Produção é de 35 anos, e não está sujeito a renovação.

Fases

Nossas atividades nos termos do Contrato de Partilha de Produção estão divididas em duas fases:

- *Fase de exploração.* Esta fase consiste em avaliar para os fins de determinar a comercialidade de quaisquer descobertas de petróleo e gás natural. A fase de exploração teve início com a celebração do Contrato de Partilha de Produção e terminará para cada descoberta com a declaração de comercialidade. Nós teremos quatro anos (período prorrogável mediante aprovação prévia da ANP e em outras circunstâncias previstas no Contrato de Partilha de Produção) para cumprir o programa exploratório mínimo e outras atividades aprovadas pela ANP nos termos do Contrato de Partilha de Produção.
- *Fase de Produção.* A fase de produção para cada descoberta tem início na data da declaração de comercialidade pelo Consórcio de Libra à ANP, e dura até o término do Contrato de Partilha de Produção. Ela consiste em um período de desenvolvimento, durante o qual nós realizaremos atividades segundo um plano de desenvolvimento aprovado pela ANP. Nós teremos um período de cinco anos, contados a partir da data de entrega da declaração de comercialidade, para iniciar a produção no bloco de Libra.

Programa Exploratório Mínimo

Durante a fase de exploração, nós somos obrigados a executar um programa exploratório mínimo, conforme previsto no Contrato de Partilha de Produção, que inclui a aquisição de dados sísmicos em 3D para todo o bloco, dois poços exploratórios e um teste de longa duração. Nós podemos realizar outras atividades fora do escopo do programa exploratório mínimo, contanto que as referidas atividades sejam aprovadas pela ANP.

Se o Consórcio de Libra descumprir o programa exploratório mínimo, a ANP poderá executar as garantias financeiras oferecidas pelo Consórcio de Libra, contudo a referida execução não impedirá o direito da ANP de reivindicar e aplicar outras sanções apropriadas.

Unitização

Um reservatório coberto por um bloco cedido a nós segundo o Contrato de Partilha de Produção pode se estender a áreas adjacentes fora do referido bloco. Neste caso, nós teremos que comunicar à ANP imediatamente após identificar a extensão e nós seremos impedidos de realizar atividades de exploração e produção neste referido bloco, até que nós tenhamos negociado um contrato de unitização com a concessionária ou terceiro contratado detentor dos direitos sobre as referidas áreas adjacentes, salvo autorização em contrário da ANP. A ANP informará o referido terceiro de que nós devemos negociar um “Contrato de Unitização.” Se a área adjacente não for licenciada, o governo federal brasileiro, representado pela PPSA ou pela ANP, negociará conosco.

Se as partes não chegarem a um acordo no prazo estabelecido pela ANP, a agência determinará os termos e obrigações relacionados à referida unitização, com base em um parecer, e também nos informará e o terceiro ou o representante do governo federal brasileiro, conforme cabível, da referida determinação. Até a ANP aprovar o contrato de unitização, as operações para o desenvolvimento e produção do referido reservatório devem permanecer suspensas, salvo autorização em contrário da ANP. Nossa recusa de celebrar o contrato de unitização resultará na rescisão do Contrato de Partilha de Produção.

Ambiental

Nós somos obrigados a preservar o meio ambiente e proteger o ecossistema na área sujeita ao Contrato de Partilha de Produção e prevenir danos à fauna, à flora e aos recursos naturais locais. Nós seremos responsabilizados por danos ambientais oriundos de nossas operações, inclusive os custos relacionados a

quaisquer medidas indenizatórias.

Conteúdo Local

O Contrato de Partilha de Produção nos obriga a comprar uma quantidade mínima de bens e serviços de fornecedores brasileiros e a estender tratamento igual aos referidos fornecedores para que possam competir com as empresas estrangeiras. As exigências mínimas de conteúdo local estão incluídas no Contrato de Partilha de Produção e especifica certos equipamentos, bens e serviços, bem como os diferentes níveis de conteúdo exigidos, de acordo com as diferentes fases e períodos de atividades nos termos do Contrato de Partilha de Produção. A exigência mínima de conteúdo local é de 37% para a fase de exploração. Para o período de desenvolvimento, é de (i) 55% para os módulos iniciando primeiro óleo até 2021 e de (ii) 59% para os módulos iniciando produção a partir de 2022. No caso de descumprimento das obrigações de conteúdo local, nós podemos estar sujeitos a multas impostas pela ANP. O Contrato de Partilha de Produção permite que a ANP conceda renúncias para as exigências de conteúdo local, nos casos em que quaisquer necessidades operacionais do Consórcio de Libra (com relação à tecnologia, preços e prazo) não possam ser atendidas por fornecedores locais.

Royalties e despesas com Pesquisa e Desenvolvimento

Ao iniciarmos a produção comercial em cada campo, o Consórcio de Libra será obrigado a pagar royalties mensais de 15% da produção de petróleo e gás natural, a ser obtido de uma parcela da produção de petróleo e gás no bloco de Libra. O Consórcio de Libra também será obrigado a investir 1,0% de sua receita bruta anual da produção de petróleo e gás natural nos termos do Contrato de Partilha de Produção em atividades de pesquisa e desenvolvimento relacionadas aos setores de petróleo, gás e biocombustível.

Disposições Gerais

- Nós podemos ceder nossos direitos e obrigações nos termos do Contrato de Partilha de Produção à medida que os referidos direitos e obrigações cedidos correspondem apenas àqueles que excedam a nossa participação mínima de 30% estabelecida pela CNPE. Se qualquer cessão proposta for solicitada, a ANP emitirá um parecer ao MME em até 90 (noventa) dias, e o MME tomará uma decisão em até 60 (sessenta) dias após o recebimento do parecer da ANP.
- O Contrato de Partilha de Produção será rescindido nas seguintes circunstâncias: (i) fim da vigência do contrato; (ii) se o programa exploratório mínimo não tiver sido concluído até o término da Fase de Exploração; (iii) se não tiver ocorrido nenhuma descoberta comercial até o término da Fase de Exploração; (iv) se o Consórcio de Libra exercer seu direito de saída durante a Fase de Exploração; (v) se o Consórcio de Libra não celebrar o contrato de individualização da produção mediante instruções da ANP (cuja rescisão poderá ser total ou parcial) e (vi) qualquer outro fundamento previsto no Contrato de Partilha de Produção.
- O Contrato de Partilha de Produção é regido pelas leis do Brasil.

Para obter informações relacionadas a nossos outros contratos relevantes, consulte o Item 4, “Informações sobre a companhia” e o Item 5 “Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras.”

Controles de Câmbio

Não há restrições quanto à titularidade das ações ordinárias ou preferenciais por pessoas físicas ou jurídicas domiciliadas fora do Brasil.

O direito de converter os pagamentos de dividendos e o produto da venda de ações em moeda estrangeira e de enviar tais valores para fora do Brasil está sujeito a restrições nos termos da legislação de investimentos estrangeiros, que exige, em geral, entre outras coisas, o registro do investimento pertinente junto ao Banco Central do Brasil. Caso quaisquer restrições sejam impostas à remessa de capital estrangeiro para o

exterior, elas poderiam prejudicar ou impedir a Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia (CBLC), na qualidade de custodiante das ações ordinárias e preferenciais representadas pelas ADSs, ou os detentores registrados que tenham trocado as ADSs por ações ordinárias ou ações preferenciais, de converter dividendos, distribuições ou o produto de qualquer venda das referidas ações ordinárias ou ações preferenciais, conforme o caso, em dólares norte-americanos e remeter esses dólares para o exterior.

Os investidores estrangeiros poderão registrar seu investimento de acordo com a Lei nº 4.131/1962 ou da Resolução nº 2.689. O registro de acordo com a Resolução nº 2.689 confere tratamento fiscal favorável a investidores estrangeiros que não residam em um paraíso fiscal, conforme definição contida na legislação tributária brasileira. Consulte “—Tributação Relativa às Nossas ADSs e Ações Ordinárias e Preferenciais — Considerações sobre Impostos Brasileiros”.

Nos termos da Resolução nº 2.689, os investidores estrangeiros poderão investir em quase todos os ativos financeiros e participar de quase todas as transações disponíveis nos mercados financeiros e de capitais brasileiros, desde que certas exigências sejam cumpridas. De acordo com a Resolução nº 2.689, a definição de investidor estrangeiro inclui pessoas físicas, pessoas jurídicas, fundos mútuos e outras entidades de investimento coletivo, com residência, sede ou domicílio no exterior.

Nos termos da Resolução nº 2.689, um investidor estrangeiro deve:

- nomear, pelo menos, um representante no Brasil com poderes para praticar atos em relação ao seu investimento;
- nomear um depositário autorizado no Brasil para seus investimentos;
- obter registro na qualidade de investidor estrangeiro junto à CVM; e
- obter registro de seu investimento estrangeiro junto ao Banco Central do Brasil.

Os títulos e outros ativos financeiros detidos por um investidor de acordo com a Resolução nº 2.689 deverão ser registrados ou mantidos em contas de depósito ou sob custódia de instituição devidamente licenciada pelo Banco Central do Brasil ou pela CVM. Além disso, qualquer transferência de títulos detidos de acordo com a Resolução nº 2.689 deverá ser realizada em bolsas de valores ou por intermédio de mercados de balcão organizados licenciados pela CVM, salvo as transferências resultantes de uma reestruturação societária, ou quando da ocorrência de morte de um investidor, por força de lei ou de testamento.

Os detentores de ADSs que não registraram seu investimento junto ao Banco Central do Brasil podem ser afetados de forma desfavorável por atrasos ou recusas na concessão de qualquer aprovação do governo necessária para conversões de pagamentos efetuados em reais e remessas para o exterior desses valores convertidos.

Os Regulamentos do Anexo V da Resolução CMN nº 2.689 prevê a emissão de recibos de depositário nos mercados estrangeiros a respeito de ações de emissores brasileiros. O depositário das ADSs obteve junto ao Banco Central do Brasil um certificado de registro eletrônico a respeito do nosso programa de ADR existente. De acordo com o registro, o custodiante e o depositário poderão converter dividendos e outras distribuições em relação às ações pertinentes representadas por ADSs em moeda estrangeira e remeter o produto para fora do Brasil. Após o fechamento de uma oferta internacional, o certificado de registro eletrônico será alterado pelo depositário em relação às ADSs vendidas na oferta internacional e será mantido pelo custodiante brasileiro em relação às ações pertinentes em nome do depositário.

Na hipótese de um detentor de ADSs trocar as ADSs pelas ações subjacentes, o detentor terá o direito de continuar a confiar no registro eletrônico por cinco dias úteis a contar da troca. Subsequentemente, a menos que as ações pertinentes sejam detidas de acordo com a Resolução nº 2.689 por um investidor devidamente registrado, ou um detentor das ações pertinentes solicitar e obter um novo certificado de registro junto ao Banco

Central do Brasil, o detentor não poderá converter em moeda estrangeira e remeter para fora do Brasil o produto da alienação ou das distribuições das ações pertinentes e o detentor, caso não seja registrado nos termos da Resolução nº 2.689, ficará sujeito a um tratamento fiscal brasileiro menos favorável do que o dispensado a um detentor de ADSs. Além disso, caso o investidor estrangeiro resida em um paraíso fiscal, o investidor também estará sujeito a um tratamento fiscal menos favorável. Consulte o Item 3 “Informações Principais – Fatores de Risco - Riscos Relativos aos Nossos Títulos de Dívida e Títulos Patrimoniais” e “— Tributação Relativa às Nossas ADSs e Ações Ordinárias e Preferenciais - Considerações Fiscais Brasileiras.”

Tributação Relativa às Nossas ADSs e Ações Ordinárias e Preferenciais

O resumo a seguir contém uma descrição de considerações relevantes sobre imposto de renda federal brasileiro e dos Estados Unidos que podem ser pertinentes à compra, titularidade e alienação de ações preferenciais ou ordinárias ou de ADSs por um titular. Este resumo não descreve nenhuma consequência tributária que possa surgir de acordo com a legislação de qualquer estado, município ou jurisdição tributária, exceto a legislação do Brasil e dos Estados Unidos.

Este resumo tem como base a legislação tributária do Brasil e dos Estados Unidos vigente na data deste relatório anual e que está sujeita a mudanças (possivelmente com efeito retroativo). Este resumo também tem como base as declarações do depositário e a assunção de que as obrigações contidas no contrato de depósito e em qualquer documento relacionado serão cumpridas de acordo com seus respectivos termos.

Esta descrição não é uma descrição abrangente das considerações tributárias que possam ser pertinentes para qualquer investidor específico, inclusive as considerações tributárias originadas das normas de aplicação geral a todos os contribuintes ou a certas classes de investidores, ou normas que geralmente presume-se que os investidores conheçam. Os possíveis compradores de ações ordinárias ou preferenciais ou de ADSs devem consultar seus conselheiros fiscais a respeito das consequências tributárias da aquisição, titularidade e alienação de ações ordinárias ou preferenciais ou de ADSs.

Não existe um tratado de imposto entre os Estados Unidos e o Brasil. Nos últimos anos, as autoridades fiscais do Brasil e dos Estados Unidos mantiveram discussões que poderão resultar no referido tratado. Porém, não podemos prever se ou quando um tratado entrará em vigor ou de que forma ele afetará os titulares norte-americanos de ações ordinárias ou preferenciais ou de ADSs.

Considerações sobre Impostos Brasileiros

Geral

A discussão a seguir resume as consequências tributárias brasileiras relevantes da aquisição, titularidade ou alienação de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs, conforme o caso, por um titular que não seja domiciliado no Brasil, denominado também titular não brasileiro, para fins de tributação brasileira.

De acordo com as leis brasileiras, os investidores podem investir em ações preferenciais ou ordinárias de acordo com a Resolução nº 2.689 ou com a Lei nº 4.131/1962. As regras da Resolução nº 2.689 permitem que investidores estrangeiros invistam em quase todos os instrumentos e participem de quase todas as transações disponíveis nos mercados financeiros e de capitais brasileiros, desde que sejam cumpridas certas exigências. De acordo com a Resolução nº 2.689, a definição de investidor estrangeiro inclui pessoas físicas, pessoas jurídicas, fundos mútuos e outras entidades de investimento coletivo, com residência, sede ou domicílio no exterior.

De acordo com esta regra, os investidores estrangeiros devem: (i) nomear pelo menos um representante no Brasil com poderes para praticar atos relacionados a um investimento estrangeiro; (ii) preencher o formulário apropriado para registro de investidor estrangeiro; (iii) registrar-se como investidor estrangeiro junto à CVM e (iv) registrar o investimento estrangeiro junto ao Banco Central do Brasil.

Os títulos e outros ativos financeiros detidos por um investidor estrangeiro de acordo com a Resolução nº 2.689 deverão ser registrados ou mantidos em contas de depósito ou sob custódia de uma instituição devidamente

licenciada pelo Banco Central do Brasil ou pela CVM. Além disso, a negociação de títulos está restrita às operações realizadas em bolsas de valores ou em mercados de balcão organizados e licenciados pela CVM.

Tributação de Dividendos

Os dividendos que pagamos, inclusive dividendos de ações e outros dividendos pagos em bens ao depositário em relação às ADSs, ou a um titular que não seja brasileiro em relação às ações preferenciais ou ordinárias, atualmente não estão sujeitos a retenção de imposto na fonte no Brasil, até onde tais valores estejam relacionados a lucros gerados a partir de 1º de janeiro de 1996. Contudo, em conformidade com as recentes regulamentações aprovadas pelo governo federal brasileiro uma alíquota de imposto retido na fonte de 15% (ou 25% para beneficiários domiciliados em jurisdições de paraíso fiscal) pode ser aplicada sobre os valores de dividendos pagos por nós que excedam nossos “lucros tributáveis” (nos termos da Lei 11.941/2009) realizados do exercício de 2008 ao exercício de 2014. Esta nova regulamentação não impactou a distribuição de dividendos que efetuamos (ou que efetuaremos) com relação aos nossos lucros realizados do exercício de 2008 ao exercício de 2013. Para os lucros a serem realizados no exercício de 2014, se o valor dos dividendos que pagamos aos nossos acionistas exceder nossos “lucros tributáveis” (nos termos da Lei 11.941/2009), então os detentores de ações preferenciais e ordinárias podem estar sujeitos ao imposto retido na fonte sobre os referidos valores excedentes. Estas recentes regulamentações ainda precisam ser aprovadas pelo Congresso Nacional para entrarem em vigor e podem estar sujeitas a alterações. Continuamos a analisar o escopo e a legalidade desta nova regulamentação.

Devemos pagar aos nossos acionistas (inclusive aos titulares de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs) juros sobre o valor dos dividendos pagáveis a eles, à taxa SELIC a partir do final de cada exercício fiscal até a data do pagamento efetivo desses dividendos. Esses pagamentos de juros são considerados como renda fixa e estão sujeitos à retenção de imposto na fonte a taxas variáveis dependendo do período de incidência dos juros. A taxa de juros varia de 15%, no caso de juros acumulados por um período maior que 720 dias, a 17,5%, no caso de juros acumulados por um período entre 361 e 720 dias, 20% no caso de juros acumulados por um período entre 181 e 360 dias e 22,5% no caso de juros acumulados para um período de até 180 dias. No entanto, o imposto de renda retido é de 15% no caso de um detentor não-brasileiro de ADSs ou de ações preferenciais ou ordinárias em conformidade com a Resolução nº 2.689, que não residem nem são domiciliados em um país ou outra jurisdição que não imponha imposto de renda ou que o imponha a uma taxa de juros menor do que 20% (uma Jurisdição com Imposto Baixo ou Inexistente) ou com base na condição das autoridades fiscais brasileiras, um país ou outra jurisdição onde a legislação local não permita acesso a informações relativas à composição de detenção de ações de pessoas jurídicas, sua titularidade ou identidade do beneficiário efetivo da renda atribuída aos acionistas (Regra de Não-Transparência). Consulte “—Esclarecimentos sobre Detentores Não-Brasileiros Residentes ou Domiciliados em Jurisdições com Baixa ou Nenhuma Tributação”.

Tributação sobre Juros sobre o Capital

Qualquer pagamento de juros sobre o capital para detentores de ADSs ou ações ordinárias ou preferenciais, quer sejam ou não residentes brasileiros, está sujeito à retenção na fonte de imposto brasileiro à alíquota de 15%, no momento em que registramos tal passivo, seja ou não o pagamento efetivo realizado naquela ocasião. Consulte “Atos Constitutivos e Contrato Social— Pagamento de Dividendos e Participações sobre o capital”. No caso de residentes que não sejam brasileiros e que residam em uma Jurisdição com Tributação Baixa ou Nenhuma (incluindo, na opinião das autoridades brasileiras as jurisdições para as quais a Regra de Não-Transparência se aplica), a alíquota de imposto de renda retido na fonte aplicável é de 25%. Consulte “—Esclarecimentos sobre Detentores Não-Brasileiros Residentes ou Domiciliados em Jurisdições com Baixa ou Nenhuma Tributação”. O pagamento de juros pela taxa SELIC que é aplicável a pagamentos de dividendos se aplica igualmente a pagamentos de juros sobre o capital. A determinação de se faremos ou não distribuições na forma de juros sobre o capital ou na forma de dividendos é feita por nosso Conselho de Administração na ocasião em que as distribuições tiverem que ser feitas. Não podemos determinar como nosso Conselho de Administração fará essas determinações em relação a distribuições futuras.

Tributação de Ganhos

Para fins de tributação brasileira sobre ganhos de capital, há dois tipos de detentores não-brasileiros a serem considerados: (i) detentores não-brasileiros de ADS, ações preferenciais ou ações comuns que não sejam residentes ou domiciliados em uma Jurisdição com Tributação Baixa ou Não-Existente, e que, no caso de ações preferenciais ou ordinárias, estejam registrados perante o Banco Central do Brasil e a CVM de acordo com a Resolução nº 2.689 e (ii) quaisquer outros detentores não brasileiros, incluindo todos e quaisquer detentores não-brasileiros que invistam no Brasil em desacordo com a Resolução nº 2.689 (incluindo registro em conformidade com a Lei nº 4.131/1962) e aqueles que são residentes ou domiciliados em uma Jurisdição com Tributação Baixa ou Não-Existente. Consulte “—Esclarecimentos sobre Detentores Não-Brasileiros Residentes ou Domiciliados em Jurisdições com Tributação Baixa ou Não-Existente.”

De acordo com a Lei nº 10.833/2003, os ganhos de capital realizados na alienação de ativos localizados no Brasil, por detentores não brasileiros, para outros não-residentes ou não, realizada fora ou dentro do Brasil, estão sujeitos a tributação no Brasil. Em relação à alienação de ações ordinárias ou preferenciais, uma vez que são ativos localizados no Brasil, o detentor não-brasileiro pode estar sujeito a imposto de renda sobre quaisquer ganhos apurados, de acordo com as regras descritas abaixo, independente de das transações terem sido realizadas no Brasil ou com um residente brasileiro. Entendemos que a ADSs não recai na definição de ativos localizados no Brasil para as finalidades desta lei; entretanto, ainda não houve qualquer pronunciamento das autoridades fiscais ou decisões judiciais de tribunais a este respeito. Portanto, não podemos prever se tal entendimento irá prevalecer nos tribunais do Brasil.

Embora não existam motivos para sustentar o fato de outro modo, o depósito de ações preferenciais ou ordinárias em troca por ADSs pode estar sujeito a tributação brasileira sobre ganhos de capital caso o custo de aquisição das ações preferenciais ou ordinárias seja menor do que: (i) o preço médio por ação preferencial ou ordinária em uma bolsa de valores brasileira na qual o maior número de tais ações é vendido no dia do depósito; ou (ii) se nenhuma ação preferencial ou ordinária tiver sido vendida nesse dia, o preço médio na bolsa de valores brasileira em que o maior número de ações preferenciais ou ordinárias tiver sido vendido nas 15 sessões de negociação que tiverem imediatamente precedido esse depósito. Nesse caso, a diferença entre o valor previamente registrado e o preço médio das ações preferenciais ou ordinárias calculado como o acima, será considerado ganho de capital.

A diferença entre o custo de aquisição e o preço médio das ações preferenciais ou ordinárias, calculado como descrito acima, será considerado como ganho de capital realizado que está sujeito à tributação conforme descrito abaixo. Existem motivos para sustentar que tal tributação não é aplicável em relação a detentores não-brasileiros registrados de acordo com as regras na Resolução nº 2.689 e não-residente ou domiciliado em uma Jurisdição com Tributação Baixa ou Não-Existente.

A retirada de ADSs em troca de ações preferenciais ou ordinárias não deve ser considerada como causadora de ganho de capital sujeito a imposto de renda brasileiro, contanto que no recebimento das ações preferenciais ou ordinárias subjacentes, o detentor não brasileiro esteja em conformidade com o procedimento de registro junto ao Banco Central do Brasil conforme descrito abaixo em “Capital Registrado”.

Os ganhos de capital realizados por um detentor não-brasileiro de uma venda ou alienação de ações preferenciais ou ordinárias em uma bolsa de valores brasileira (que inclui transações realizadas no mercado de balcão organizado) são:

- isenção de imposto de renda quando o detentor não-brasileiro (i) registrou seu investimento em conformidade com a Resolução nº 2.,689 e (ii) é um não-residente ou domiciliado em uma Jurisdição com Tributação Baixa ou Não-Existente; ou
- em todos os outros casos, incluindo ganho de capital realizado por um detentor não-brasileiro que não esteja registrado de acordo com a Resolução nº 2.689 e/ou seja residente ou domiciliado em uma Jurisdição com Tributação Baixa ou Não-Existente, sujeito a imposto de renda a uma alíquota de 15%.

Nestes casos, uma retenção de imposto de renda a uma alíquota tarifa de 0,005% do valor de venda é lançado na transação que pode ser compensando contra o imposto de renda final devido sobre o ganho de capital.

Qualquer ganho de capital realizado sobre uma alienação de ações preferenciais ou ordinárias que ocorra fora da bolsa de valores brasileira está sujeito ao imposto de renda a uma alíquota de 15% ou 25%, em caso de ganhos realizados por um detentor não-brasileiro que seja domiciliado ou residente em uma Jurisdição com Tributação Baixa ou Não-Existente ou uma jurisdição para a qual a Regra de Não-Transparência se aplica. Neste último caso, para os ganhos de capital relativos a transações realizadas no mercado de balcão brasileiro não-organizado com intermediação, o imposto de renda retido de 0,005% também será aplicado e pode ser compensado contra o imposto de renda final devido sobre o ganho de capital.

Em caso de resgate de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs ou redução de capital feita por nós, a diferença positiva entre o valor recebido pelo detentor não-brasileiro e o custo de aquisição de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs resgatadas ou reduzidas é tratado como ganho de capital derivado da venda ou troca de ações não realizadas no mercado da bolsa de valores brasileira e está, portanto, sujeito a imposto de renda a uma alíquota de 15% ou 25%, conforme o caso. Consulte “-Eslarecimentos sobre Detentores Não-Brasileiros Residentes ou Domiciliados em Jurisdições com Baixa ou Nenhuma Tributação”.

Qualquer exercício de direitos preferenciais relacionados às ações preferenciais ou ordinárias não estarão sujeitos a tributação brasileira. Qualquer ganho com a venda ou cessão de direitos preferenciais relacionados às ações preferenciais ou ordinárias pelo depositário, em nome dos detentores de ADSs, estará sujeito a imposto de renda brasileiro de acordo com as mesmas normas aplicáveis à venda ou alienação de ações preferenciais ou ordinárias.

Não existe nenhuma garantia de que o tratamento preferencial atual para detentores não-brasileiros de ADSs e para alguns detentores não-brasileiros de ações preferenciais ou ordinárias de acordo com a Resolução nº 2.689 continuará no futuro.

Esclarecimentos sobre Detentores Não-Brasileiros Residentes ou Domiciliados em Jurisdições de Baixa Tributação ou Tributação Não-Existente

A Lei nº 9.779/1999 estabelece que, exceto para circunstâncias prescritas limitadas, a renda derivada de operações realizadas por um beneficiário, residente ou domiciliado em uma Jurisdição com Tributação Baixa ou Não-Existente está sujeita à retenção de imposto de renda na fonte a uma alíquota de 25%. Considera-se como Jurisdição com Tributação Baixa ou Não-Existente os países ou outras jurisdições que não impõem nenhum imposto de renda ou que impõem esse imposto a uma alíquota máxima inferior a 20%. Sob determinadas circunstâncias, a Regra de Não-Transparência também é levada em consideração para determinar se um país ou outra jurisdição é uma Jurisdição com Tributação Baixa ou Não-Existente. Além disso, a Lei nº 11.727/2008 introduziu o conceito de “regime tributário privilegiado”, que é definido como um regime tributário que (i) não tributa renda ou a tributa a uma alíquota máxima inferior a 20%; (ii) concede benefícios tributários a pessoas jurídicas ou pessoas físicas não-residentes (a) sem a exigência de realizar uma atividade econômica significativa no país ou outra jurisdição ou (b) contingente com o não-exercício de uma atividade econômica significativa no país ou outra jurisdição; ou (iii) não tributa ou tributa fontes estrangeiras de renda a uma alíquota máxima inferior a 20%; ou (iv) não oferece acesso a informações relativas à composição acionária, titularidade de ativos e direitos ou transações econômicas realizadas. Acreditamos que a melhor interpretação da Lei nº 11.727/2008 é que o novo conceito de “regime tributário privilegiado” se aplicará somente para fins de transferência de regras de preço nas transações de exportação e importação e as regras de capitalização escassa e, não teria, portanto, de modo geral, impacto sobre a tributação de um detentor não-brasileiro de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs, conforme discutido neste documento. Entretanto, não somos capazes de garantir que o conceito de regime de tributação privilegiado também se aplicará ao contexto de regras pertinentes a Jurisdições com Tributação Baixa ou Não-Existente, embora as autoridades fiscais brasileiras pareçam concordar com nosso posicionamento, tendo em vista as disposições da Instrução Normativa nº 1.037 de 4 de junho de 2010,.

Tributação de Operações de Câmbio (IOF/Câmbio)

A lei brasileira exige o IOF/Câmbio na conversão de reais para a moeda estrangeira e na conversão de moeda estrangeira para reais. Atualmente, a alíquota de IOF/Câmbio para a maior parte das transações de câmbio com moeda estrangeira é de 0,38%. Entretanto, as transações estrangeiras relacionadas à entrada de fundos no Brasil para investimentos realizados por investidores estrangeiros nos mercados de capital e financeiro do país são geralmente sujeitos a uma taxa de 6% de IOF/Câmbio, a depender das respectivas condições, exceto no caso de transações cambiais estrangeiras associadas a (i) investimentos de renda variável conduzidos na bolsa de valores do Brasil, commodities e/ou câmbios futuros (exceto no caso de derivativos com renda pré-determinada), (ii) aquisições de ações de empresas com títulos comercializados publicamente em oferta pública, e (iii) subscrições de ações de empresas com títulos comercializados publicamente, os quais são sujeitos à taxa zero de IOF/Câmbio. Transações estrangeiras de câmbio relacionadas à saída de receitas do Brasil associadas a investimentos feitos por investidores estrangeiros nos mercados financeiros e de capital brasileiros estão também sujeitos à taxa zero de IOF/Câmbio, exceto no caso de transações cambiais resultantes da entrada de fundos no Brasil, associados a empréstimos no exterior, incluindo aqueles obtidos através da emissão de títulos de dívida no mercado internacional, com duração média que não exceda a três anos (ou aqueles parcialmente ou plenamente resgatados em um período inferior a três anos), que estão sujeitos a imposto sobre IOF/Câmbio com taxa de 6% mais multas aplicáveis e juros. Essa taxa percentual igual a zero se aplica a pagamentos de dividendos e lucros no capital recebido por investidores estrangeiros com relação a investimentos nos mercados de capital e financeiro, como o caso de investimentos realizados por um detentor não brasileiro em conformidade com a Resolução nº 2.689. A Sucursal Executiva Brasileira pode aumentar tais alíquotas a qualquer momento em até 25%, sem efeito retroativo.

Tributação sobre Operações de Títulos e Valores Mobiliários (IOF/Títulos)

A lei brasileira impõe IOF/Títulos sobre transações envolvendo ações de capital, títulos e outros valores, incluindo aqueles realizados em bolsa de valores brasileira. A alíquota do IOF/Títulos aplicável a transações envolvendo ações preferenciais ou ordinárias é zero atualmente. No entanto, o Governo Federal brasileiro pode aumentar tal alíquota a qualquer momento para até 1,5% do valor da transação por dia; porém, o imposto não pode ser aplicado retroativamente.

O IOF sobre a transferência de ações que são admitidas para negociação em bolsa de valores localizada no Brasil, com o objetivo específico de garantir a emissão de recibos de depositário negociados no exterior foi reduzido de 1,5% para zero, a partir de 24 de dezembro de 2013.

Outros Impostos Brasileiros

No Brasil não há impostos sobre herança, doação ou sucessão aplicáveis à titularidade, transferência ou alienação de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs por um detentor não-brasileiro, exceto para impostos sobre doação e herança cobrados por alguns estados do Brasil sobre doações ou heranças concedidas por pessoas físicas ou jurídicas não-brasileiras residentes ou domiciliadas nos referidos estados do Brasil. No Brasil não há impostos nem tributos sobre selo, emissão, registro ou impostos ou tributos similares a serem pagos pelos detentores de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs.

Capital Registrado

O valor de um investimento em ações preferenciais ou ordinárias mantidas por um detentor não-brasileiro que obtenha registro de acordo com a Resolução nº 2.689, ou pelo depositário representando esse detentor, está qualificado para registro junto ao Banco Central do Brasil; e esse registro (o valor assim registrado sendo chamado de capital registrado) permite a remessa para fora do Brasil de moeda estrangeira, convertida pela taxa de câmbio comercial, adquirida com o produto das distribuições e os valores realizados a respeito das alienações dessas ações preferenciais ou ordinárias. O capital registrado referente a cada ação preferencial ou ordinária comprada como parte da oferta internacional ou comprada no Brasil após a data deste documento, e depositada com o depositário será igual ao seu preço de compra (em dólares norte-americanos). O capital registrado referente a uma ação preferencial ou ordinária que for retirada mediante resgate de uma ADS será o

valor em dólar norte-americano equivalente a:

- (a) preço médio de uma ação preferencial ou ordinária na bolsa de valores brasileira em que foi vendido o maior volume dessas ações no dia da retirada; ou
- (b) se nenhuma ação preferencial ou ordinária tiver sido vendida nesse dia, ao preço médio na bolsa de valores brasileira em que o maior número de ações preferenciais ou ordinárias tiver sido vendido nas 15 sessões de negociação que tiverem imediatamente precedido essa retirada.

O valor em dólar norte-americano do preço médio das ações preferenciais ou ordinárias é determinado com base na cotação média das taxas de câmbio comercial em dólar norte-americano/real pelo sistema de informação do Banco Central do Brasil nessa data (ou, se o preço médio das ações preferenciais ou ordinárias for determinado de acordo com a segunda opção acima, pela média dessas taxas de cotação média nos mesmos 15 dias utilizados para determinar o preço médio das ações preferenciais ou ordinárias).

Um detentor não-brasileiro de ações preferenciais ou ordinárias poderá sofrer atrasos na realização desse registro, que podem atrasar as remessas para o exterior. Esse atraso pode afetar de forma desfavorável o valor, em dólar norte-americanos, recebido pelo detentor não-brasileiro. Consulte o Item 3. “Informações Principais — Fatores de Risco — Riscos Relacionados aos Nossos Títulos da Dívida ou Títulos Patrimoniais.”

Considerações sobre Imposto de Renda Federal dos EUA

Este resumo descreve as principais consequências fiscais da propriedade e alienação de ações ordinárias e preferenciais ou ADSs, com base no Código da Receita Federal de 1986, e emendas posteriores (Código), seu histórico legislativo, regulamentos do Tesouro Americano existentes e propostos promulgados de acordo com aquele código, normas publicadas pela Receita Federal dos EUA (IRS) e decisões judiciais, todos em vigor na data deste, cujas autorizações estão todas sujeitas a interpretações diferentes e alterações, que poderiam ser aplicadas retroativamente. Este resumo não pretende ser uma descrição abrangente de todas as consequências fiscais que podem ser relevantes para uma decisão de manter ou alienar ações ordinárias ou preferenciais, ou ADSs. Este resumo se aplica apenas a compradores de ações ordinárias ou preferenciais ou de ADSs que mantenham as ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs como “bens de capital” (geralmente, propriedades mantidas para investimento) e não se aplica a classes especiais de detentores como, por exemplo, corretores de títulos ou moedas, detentores cuja moeda funcional não seja o dólar norte-americano, detentores de 10% ou mais de nossas ações (levando em conta ações mantidas diretamente ou através de acordos de depositários), organizações isentas de impostos, instituições financeiras, detentores responsáveis pelo imposto mínimo alternativo, negociadores de títulos que decidem contabilizar seus investimentos em ações ordinárias ou preferenciais ou em ADSs com base em um ajuste ao preço de mercado (*mark-to-market*), pessoas que tenham realizado uma transação de venda construtiva em relação a ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs, e pessoas que detenham ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs em uma operação de *hedging* ou como parte de uma operação de *straddle* ou conversão.

CADA DETENTOR DEVE CONSULTAR SEU PRÓPRIO CONSULTOR FISCAL A RESPEITO DAS CONSEQUÊNCIAS TRIBUTÁRIAS GERAIS QUANTO A ISSO, INCLUSIVE CONSEQUÊNCIAS DE ACORDO COM LEIS OUTRAS, EXCETO AS LEIS DE IMPOSTO DE RENDA FEDERAL, DE UM INVESTIMENTO EM AÇÕES ORDINÁRIAS OU PREFERENCIAIS OU ADSs.

As ações preferenciais serão tratadas como patrimônio para fins de imposto de renda federal norte-americano. Em geral, um detentor de ADS será tratado como o detentor das ações ordinárias ou preferenciais representadas por esses ADSs, fins de imposto de renda federal norte-americano, não sendo nenhum ganho ou prejuízo reconhecido se ADSs forem trocadas pelas ações ordinárias ou preferenciais por esse ADS.

Nesta discussão, as referências a ADSs referem-se a ADSs relacionadas tanto a ações ordinárias quanto preferenciais e as referências a “detentor norte-americano” correspondem a um detentor de ADS que:

- seja cidadão ou residente dos Estados Unidos;

- seja uma sociedade constituída de acordo com as leis dos Estados Unidos da América, algum estado desse país, ou o Distrito de Columbia; ou
- esteja de outra forma sujeito a tributação de renda federal norte-americana em uma base líquida em relação a ações ou ADS.

Tributação das Distribuições

Um detentor norte-americano reconhecerá a renda de dividendos ordinários para fins de imposto de renda federal norte-americano em um valor igual ao valor de qualquer espécie e valor de qualquer bem que distribuirmos como dividendo à medida que essa distribuição for paga a partir de nossos rendimentos e lucros correntes ou acumulados, conforme determinado para fins de imposto de renda federal norte-americano, quando essa distribuição for recebida pelo custodiante ou pelo detentor norte-americano, no caso de um detentor de ações ordinárias ou preferenciais. O valor de qualquer distribuição incluirá o valor do imposto brasileiro retido na fonte sobre o valor distribuído, e o valor de uma distribuição paga em reais será mensurado com referência à taxa de câmbio para conversão de reais em dólares norte-americanos vigente na data em que a distribuição for recebida pelo custodiante ou por um detentor norte-americano no caso de um detentor de ações ordinárias ou preferenciais. Se o custodiante, ou detentor norte-americano no caso de um detentor de ações ordinárias ou preferenciais, não converter esses reais em dólares norte-americanos na data em que os receber, é possível que o detentor norte-americano reconheça um prejuízo ou ganho, que seria um prejuízo ou ganho ordinário, quando os reais forem convertidos em dólares norte-americanos. Os dividendos que pagamos não serão qualificados para a dedução de dividendos recebidos concedida a sociedades de acordo com o Código.

Sujeito a certas exceções para posições de curto prazo com *hedge*, o valor em dólar norte-americano dos dividendos recebidos por um detentor norte-americano em relação às ADSs estará geralmente sujeito a tributação pelas alíquotas preferenciais se os dividendos forem “dividendos qualificados”. Os dividendos pagos em ADSs serão tratados como dividendos qualificados se (i) as ADSs forem prontamente comercializáveis em um mercado de títulos estabelecido nos Estados Unidos e (ii) a companhia não tiver sido, no ano anterior ao ano no qual o dividendo foi pago, e não for, no ano no qual o dividendo é pago, uma empresa de investimento estrangeira passiva (PFIC). As ADSs são registradas na Bolsa de Valores de Nova York, e estarão qualificadas como prontamente negociáveis em um mercado de títulos estabelecido nos Estados Unidos, desde que estejam registradas dessa forma. Com base nas Demonstrações Contábeis Consolidadas Auditadas da companhia e nos dados de mercado e de acionistas pertinentes, a companhia acredita que não foi tratada como uma PFIC para fins de imposto de renda federal norte-americano em seu exercício tributável de 2012 ou 2013. Além disso, com base nas Demonstrações Contábeis Consolidadas Auditadas da companhia e suas expectativas atuais a respeito do valor e da natureza de seus ativos, as fontes e a natureza de sua renda, e os dados pertinentes de mercado e de acionistas, a companhia não espera tornar-se uma PFIC para seu exercício tributável de 2014. Com base na orientação existente, não está claro se os dividendos recebidos com relação a ações serão tratados como dividendos qualificados, devido às próprias ações não estarem registradas em uma bolsa de valores norte-americana. Além disso, o Tesouro dos EUA anunciou sua intenção de promulgar regras de acordo com as quais os detentores de ADSs e os intermediários através dos quais esses títulos são mantidos terão permissão para confiar nas certificações de emissores para tratar os dividendos como qualificados para fins de elaboração de relatórios de impostos. Em virtude de esses procedimentos ainda não terem sido emitidos, não está claro se a companhia será capaz de cumprir esses procedimentos. Os detentores de ADSs norte-americanos devem procurar seus consultores tributários em relação à disponibilidade das taxas de dividendos reduzidas, em relação às suas circunstâncias em particular.

As distribuições provenientes de rendimentos e lucros relativos a ações ou ADSs geralmente serão tratadas como renda de dividendos de fontes de fora dos Estados Unidos e, em geral, serão tratadas como “renda passiva” para fins de crédito de imposto estrangeiro norte-americano. Sujeita a certas limitações, a retenção de imposto de renda na fonte no Brasil em relação a qualquer distribuição a respeito das ações ou ADSs pode ser reivindicada como crédito contra a responsabilidade de imposto de renda federal norte-americano de um detentor norte-americano, ou a critério do detentor norte-americano, essa retenção de imposto de renda na fonte brasileira pode ser considerada como uma dedução contra a renda tributável. Os créditos de imposto estrangeiro norte-americano não podem ser permitidos para retenção de impostos cobrados no Brasil a respeito de certas

posições de curto prazo ou com hedge em títulos ou a respeito de acordos em que o lucro econômico previsto de um detentor norte-americano não seja substancial. Os detentores norte-americanos devem consultar seus próprios consultores fiscais sobre a disponibilidade de obtenção de crédito fiscal estrangeiro norte-americano, incluindo a conversão dos reais em dólares americanos para este fim, em relação a suas circunstâncias em particular.

Os detentores de ADSs que forem sociedades estrangeiras ou pessoas físicas estrangeiras não residentes (detentores que não dos EUA) geralmente não estão sujeitos ao imposto de renda federal norte-americano nem à 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 se aconselhar com seus próprios consultores fiscais a respeito da viabilidade da alíquota de imposto sobre dividendos ser reduzida em relação às considerações discutidas acima e suas próprias circunstâncias em particular.

Tributação de Ganhos de Capital

Quando da venda ou outro tipo de alienação de uma ação ou ADS, um detentor norte-americano reconhecerá, em geral, ganho ou prejuízo de capital de fonte norte-americana para fins de imposto de renda federal norte-americano, igual à diferença entre o valor realizado na contraprestação pela alienação e a base de imposto do detentor norte-americano na ação ou na ADS. Qualquer ganho ou prejuízo será um ganho ou perda de capital a longo prazo se as ações ou ADSs forem mantidas por mais de um ano. Os detentores norte-americanos que não são empresas poderão ter direito a uma taxa preferencial de imposto de renda americano federal sobre os ganhos de capital de longo prazo. As perdas de capital podem ser deduzidas da renda tributável, sujeitas a certas limitações. Para fins de imposto de renda federal americano, tal disposição não resulta em receita de fonte estrangeira para o detentor norte-americano. Consequentemente, o detentor norte-americano não poderá usar o crédito fiscal estrangeiro associado a qualquer imposto de renda brasileiro exigido sobre tais ganhos, a menos que o detentor possa usar o crédito contra o imposto americano devido sobre outra renda de fonte estrangeira. Os detentores norte-americanos devem se aconselhar com seus próprios consultores sobre a disponibilidade de obtenção de crédito, incluindo a conversão de reais para dólares americanos para fins de investimento em nossas ações ou ADSs.

Um detentor que não seja norte-americano não estará sujeito ao imposto de renda federal norte-americano nem à retenção de imposto de renda na fonte sobre o ganho realizado na venda ou em outra alienação de uma ação ou de um ADS, a menos que:

- tal ganho esteja efetivamente relacionado à condução, pelo detentor, de um estabelecimento comercial ou empresa nos Estados Unidos; ou
- esse detentor seja uma pessoa física que esteja presente nos Estados Unidos da América durante 183 dias ou mais no exercício tributável da venda e que outras certas condições forem cumpridas.

Retenção para Reserva e Divulgação de Informações

O pagamento de dividendos e o produto da venda ou outra alienação de ADSs ou ações ordinárias ou preferenciais a um detentor norte-americano dentro dos Estados Unidos (ou por meio de intermediários financeiros norte-americanos) geralmente podem estar sujeitos a exigências de divulgação de informações, a menos que o detentor norte-americano seja uma empresa ou outra fonte isenta. Tais dividendos e resultados podem também estar sujeitos a retenção para reserva, a não ser que o detentor norte-americano (i) seja um recipiente isento, (ii) forneça em tempo hábil um número de identificação de contribuinte e certifique a não-ocorrência de perda de isenção do imposto retido reserva. O imposto de renda reserva não é um imposto adicional. O valor de qualquer retenção para reserva recolhida de um pagamento a um detentor norte-americano

será permitido como crédito contra a responsabilidade de imposto de renda federal norte-americano de um detentor norte-americano e pode conferir um direito de reembolso, desde que certas informações exigidas sejam fornecidas à Receita Federal.

Os detentores norte-americanos devem consultar seus consultores fiscais sobre outras exigências de reporte que possam ocorrer como resultado da compra, titularidade ou venda de nossas ADSs, ou ações ordinárias ou preferenciais.

Um detentor que não seja norte-americano geralmente estará isento dessas exigências de divulgar informações e de retenção de imposto para reserva, mas pode ser obrigado a cumprir certos procedimentos de certificação e de identificação para estabelecer sua qualificação para essa isenção.

Tributação relativa aos títulos da PfiCo e da PGF

O resumo a seguir inclui uma descrição de considerações relevantes sobre imposto de renda federal do Brasil, da Holanda, de Luxemburgo, da União Europeia e dos Estados Unidos, que podem ser relevantes para a compra, titularidade e alienação de títulos de dívida da PfiCo e da PGF. Este resumo não descreve nenhuma consequência tributária que possa surgir de acordo com a legislação de qualquer estado, município ou jurisdição tributária, exceto a legislação da Holanda, de Luxemburgo, do Brasil e dos Estados Unidos.

Este resumo tem como base a legislação tributária da Holanda, de Luxemburgo, do Brasil, e dos Estados Unidos, vigente na data deste relatório anual e que está sujeita a mudanças (possivelmente com efeito retroativo). Esta descrição não é uma descrição abrangente das considerações tributárias que possam ser pertinentes para qualquer investidor específico, inclusive as considerações tributárias originadas das normas de aplicação geral a todos os contribuintes ou a certas classes de investidores, ou normas que geralmente presume-se que os investidores conheçam. Os compradores de títulos em potencial devem se informar com seus próprios consultores fiscais quanto às consequências tributárias da aquisição, titularidade e alienação de títulos.

Não existe nenhum tratado para evitar bitributação entre o Brasil e os Estados Unidos. Nos últimos anos, as autoridades fiscais do Brasil e dos Estados Unidos mantiveram discussões que poderão resultar no referido tratado. Porém, não podemos prever se ou quando um tratado entrará em vigor ou de que forma ele afetará os titulares norte-americanos de ações ordinárias ou preferenciais ou de ADSs.

Tributação Holandesa

O disposto a seguir define em geral as consequências do imposto Holandês aos titulares das notas associadas à compra, propriedade e alienação de notas em uma sociedade Holandesa, e não tem a intenção de descrever todas as possíveis considerações fiscais Holandesas ou consequências que possam ser relevantes ao titular.

Para fins dessa seção, “Tributos Holandeses” significarão impostos de qualquer natureza incidentes por ou em favor da Holanda ou quaisquer de suas subdivisões ou autoridades fiscais. A Holanda significa a parte do Reino da Holanda localizada na Europa.

Para fins de impostos holandeses, um titular de notas poderá incluir uma pessoa física ou uma entidade que não possua título legal às notas, mas a quem as notas são atribuídas com base tanto na participação econômica da pessoa física ou da entidade nas notas ou com base nas provisões legais específicas, incluindo provisões legais relativas às quais as notas são atribuídas a uma pessoa física que seja, ou que tenha herdado direta ou indiretamente as notas de uma pessoa que tenha sido, o instituidor, outorgante ou originador semelhante de um fundo, fundação ou entidade similar que detenha as notas.

Esta seção não descreve todas as consequências possíveis de impostos holandeses que possam ser relevantes ao titular das notas que recebe ou tenha recebido quaisquer benefícios dessas notas como rendimento profissional, rendimento considerado profissional ou, de outra forma, como compensação por trabalho ou prestação de serviços.

Impostos sobre renda e ganhos de capital

Um titular de notas não estará sujeito a quaisquer impostos holandeses sobre a renda ou ganhos de capital com respeito às notas, inclusive imposto sobre qualquer pagamento nos termos das notas, ou com relação a qualquer ganho realizado na alienação, suposta alienação, resgate, ou troca das notas, contanto que:

- o titular não seja um residente nem considerado um residente da Holanda, nem, caso seja uma pessoa física, tenha optado por ser taxada como residente da Holanda; e
- o titular não tenha, e não seja considerado como tendo, uma empresa ou participação em uma empresa que seja, em todo ou em parte, conduzida por meio de um estabelecimento permanente (*vaste inrichting*) ou um representante permanente (*vaste vertegenwoordiger*) na Holanda e ao qual negócio ou parte do negócio, conforme o caso, as notas sejam atribuídas; e
- se o titular for uma pessoa física, a renda ou os ganhos de capital não formem benefícios oriundos de atividades diversas na Holanda (*resultaat uit overige werkzaamheden in Nederland*), que poderiam, por exemplo, ser o caso se as atividades na Holanda relacionadas às notas excedessem a “gestão normal dos ativos” (*normaal, vermogensbeheer*) ou se a renda e os ganhos originários da controladora, direta ou indiretamente, de (uma combinação de) ações, títulos de crédito, (em conjunto, uma “participação lucrativa”) que o seu titular tenha obtido em circunstâncias em que a renda e os ganhos correspondam à remuneração por trabalho ou serviços prestados pelo titular (ou a uma pessoa relacionada) na Holanda, seja dentro ou fora de uma relação laboral, onde a participação lucrativa forneça ao titular, economicamente falando, certos benefícios que tenham relação com o relevante trabalho ou serviços;
- os titulares das notas não detenham direta ou indiretamente, uma participação acionária substancial (ou seja, de forma geral, uma participação de 5% ou mais das ações, opções, direitos de lucro ou direitos de voto) na PGF;
- Se o referido detentor for pessoa jurídica, o detentor não terá direito a uma parcela dos lucros de uma empresa nem ao patrimônio líquido de uma empresa, que seja efetivamente administrada na Holanda, exceto por meio de valores mobiliários, e à qual empresa os *notes* sejam atribuídos; e
- Se o referido detentor for pessoa física, o detentor não terá direito a uma parcela dos lucros de uma empresa que seja efetivamente administrada na Holanda, exceto por meio de valores mobiliários, e à qual empresa os *notes* sejam atribuídos.

Um titular das notas não ficará sujeito a tributação na Holanda por razão somente da execução, entrega e/ou cumprimento de seus direitos e obrigações associados às notas, a emissão das notas ou a *performance* por parte da PGF de suas obrigações segundo as notas.

Imposto Retido na Holanda

Todos os pagamentos realizados de acordo com as notas não estarão sujeitos a quaisquer impostos retidos de qualquer natureza obrigada, incidente, retida ou cobrada pela Holanda.

Impostos sobre Doação de Bens, Espólio e Herança

Nenhum imposto sobre doação, espólio ou herança será cobrado na Holanda com respeito a qualquer compra ou compra considerada de notas por meio de doação em razão do falecimento de um titular das notas que não seja residente, considerado um residente para fins fiscais de herança holandesa e doação, a menos no caso em que uma doação de notas por pessoa física que na data da doação não era um residente nem considerado um residente na Holanda, essa pessoa física morra no prazo de 180 dias após a data da doação, enquanto residente ou considerado residente na Holanda.

Para fins de imposto sobre doação, espólio e herança na Holanda, uma doação que seja feita segundo uma condição precedente será considerada feita no momento que essa condição precedente seja paga ou, se antes disso, no momento que o doador faleça.

Para fins de imposto sobre doação, espólio e herança na Holanda, a pessoa física que tenha nacionalidade holandesa será considerada residente na Holanda se a mesma for residente na Holanda a qualquer tempo durante os dez anos anteriores à data da doação ou de seu falecimento.

Para fins de imposto sobre doação na Holanda, a pessoa física que não tenha nacionalidade holandesa será considerada residente na Holanda se a mesma for residente na Holanda a qualquer tempo durante os doze meses anteriores à data da doação.

Imposto Sobre volume de Negócios

Nenhum imposto holandês sobre o volume de negócios será aplicado com respeito a qualquer pagamento em consideração à emissão das notas ou com respeito a qualquer pagamento por parte da PGF do principal, juros ou prêmio (se houver) sobre as notas.

Outros Impostos e Obrigações

Nenhum imposto holandês, inclusive impostos de natureza documentária, como imposto sobre capital, selo ou imposto ou contribuição de registro, devem ser pagos na Holanda por ou em nome de um titular das notas por razão única da compra, propriedade, e alienação das notas.

Tributação em Luxemburgo

Imposto Retido na Fonte sobre Juros em Luxemburgo

Segundo as leis tributárias de Luxemburgo, não há incidência de imposto retido na fonte sobre pagamentos de juros em Luxemburgo exceto em circunstâncias muito específicas.

Mediante uma lei datada de 21 de junho de 2005 (a “Diretiva de 2005”), Luxemburgo implementou a Diretiva quanto à tributação de rendimentos da poupança.

Essencialmente, nos termos da Diretiva de 2005, em vigor desde 1º de julho de 2005, Luxemburgo aplica um imposto retido na fonte sobre pagamentos de juros (ou outro rendimento similar) de 35% pago por um operador econômico (um “agente pagador” conforme o significado da Diretiva) em sua jurisdição para ou em nome de um indivíduo, também, em alguns casos, a formas específicas de organizações, como, por exemplo, sociedades, respectivamente residente ou estabelecido em um outro País Membro da EU ou em certos territórios dependentes ou associados, a menos que o referido indivíduo (o beneficiário dos pagamentos de juros) concorde pela troca de informações entre as autoridades tributárias de Luxemburgo e o País Membro da UE em questão quanto ao pagamento de juros (ou rendimento similar) que tenha recebido.

Contudo, em 18 de março de 2014, o Ministro da Fazenda de Luxemburgo apresentou ao parlamento um projeto de lei (“Projeto de Lei”) alterando a Lei. O Projeto de Lei implementa a troca automática de informações sobre rendimentos da poupança nos termos da Diretiva iniciando em 1º de janeiro de 2015. Até esta data, Luxemburgo continuará a aplicar o sistema de imposto retido na fonte sobre rendimentos da poupança existente (a menos que o indivíduo (i.e., o beneficiário dos pagamentos de juros) concorde pela troca de informações entre as autoridades tributárias).

Tributação dos Portadores de Notes

Os portadores de notes (pessoa jurídica ou pessoa física) que não sejam residentes de Luxemburgo e que não tenham estabelecimento permanente, um representante permanente nem uma base fixa de negócios em

Luxemburgo com os quais o período de retenção dos notes esteja vinculado estão isentos de qualquer imposto de renda de Luxemburgo, quer tenham recebido ou não pagamentos de principal, pagamentos de juros (incluindo realizado contudo juros não pagos), pagamentos recebidos mediante resgate ou recompra dos notes.

Tributação sobre a Alienação de Notes em Luxemburgo

Os portadores de notes que não sejam residentes de Luxemburgo e que não tenham estabelecimento permanente, um representante permanente nem uma base fixa de negócios em Luxemburgo com os quais o período de retenção dos notes esteja vinculado estão isentos de qualquer imposto de renda de Luxemburgo, quer tenham realizado ou não ganhos de capital sobre a venda de quaisquer notes.

Disposições Gerais

Luxemburgo não aplicará nenhum imposto de registro, imposto de selo ou qualquer outro imposto ou tarifa similar pagável em Luxemburgo pelos portadores de notes em consequência da emissão de notes. Além disso, nenhum destes impostos será pagável em consequência de uma transferência, recompra ou resgate subsequente dos notes.

Luxemburgo não aplicará nenhum imposto sobre o valor agregado (IVA) pagável com relação aos pagamentos em consideração à emissão de notes ou em relação ao pagamento de juros ou principal sob os notes ou transferência dos notes.

Luxemburgo não aplicará nenhum imposto sobre o herdeiro na transferência de notes no ato de falecimento do portador nos casos em que o falecido não for residente de Luxemburgo para os fins de imposto sobre o herdeiro. Luxemburgo não aplicará nenhum imposto sobre doação na transferência de notes a título de doação a menos que a doação seja registrada em uma escritura perante um cartório de Luxemburgo ou registrada de outro modo em Luxemburgo.

Diretiva sobre Tributação dos Rendimentos da Poupança da União Europeia

Segundo a Diretiva, cada estado-membro da União Europeia deverá fornecer à autoridade tributária, ou outros órgãos relevantes de outro estado-membro, detalhes sobre pagamentos de juros (ou rendimento similar) pagos pelo agente de pagamento dentro de sua jurisdição para, ou recolhido pelo referido agente de pagamento para, um residente pessoa física em outro estado-membro ou para certos tipos limitados de entidades estabelecidas naquele outro estado-membro. Contudo, durante um período de transição (cujo término depende da conclusão de certos outros acordos por certos outros países não-membros da União Europeia quanto à troca de informação relacionados a juros e outra receita similar), Luxemburgo e Áustria (a menos que durante esse período outros países sejam escolhidos) operarão um sistema de retenção de imposto com relação aos referidos pagamentos deduzindo o imposto à alíquota de 35%, a menos que o beneficiário dos pagamentos dos juros opte pela aplicação de certos procedimentos de troca de informações em vez de retenção de imposto. O governo de Luxemburgo atualmente está no processo de excluir Luxemburgo do regime de retenção na fonte e adotará a troca automática de informações com vigor a partir de 1º de janeiro de 2015.

Alguns países não-membros da União Europeia, inclusive a Suíça, e certos territórios dependentes ou associados de certos estados-membros concordaram em adotar procedimentos similares (aplicando-se o sistema de retenção de imposto no caso da Suíça).

A Comissão Europeia propôs certas emendas à Diretiva, as quais, caso sejam implementadas, alteram e ampliam o escopo da exigência descrita acima. Portanto, os titulares dos *notes* deverão procurar seu consultor financeiro ou tributário caso tenham quaisquer dúvidas quanto às suas posições.

Tributação Brasileira

A discussão a seguir é um resumo das considerações tributárias brasileiras com relação a investimento nos títulos por uma pessoa não-residente no Brasil. A discussão tem como base a legislação tributária do Brasil

em vigor na data deste documento e está sujeita a qualquer alteração na lei brasileira que possa vir a vigorar após essa data. As informações descritas abaixo se destinam a ser apenas uma discussão geral, e não abordam todas as consequências possíveis relacionadas a um investimento nos títulos.

OS INVESTIDORES DEVEM SE INFORMAR COM SEUS PRÓPRIOS CONSULTORES QUANTO ÀS CONSEQUÊNCIAS DE COMPRAR OS TÍTULOS, INCLUSIVE, SEM LIMITAÇÃO, QUANTO ÀS CONSEQUÊNCIAS DE RECEBER JUROS E DE VENDER, RESGATAR OU AMORTIZAR OS TÍTULOS OU CUPONS.

Geralmente, uma pessoa física, pessoa jurídica, *trust* ou organização domiciliadas, para fins de imposto, fora do Brasil ou um “não-residente” é tributado no Brasil somente quando a renda é derivada de fontes brasileiras ou quando a transação resulta em tais ganhos que envolvam ativos no Brasil. Portanto, eventuais ganhos ou participações (inclusive desconto na emissão original), taxas, comissões, despesas e quaisquer outras receitas pagas pela PifCo ou PGF em relação aos títulos emitidos por eles em favor de detentores não-residentes não estão sujeitos a impostos brasileiros.

Os juros, taxas, comissões, despesas e qualquer outro rendimento a serem pagos por um residente brasileiro a um não residente geralmente estão sujeitos a retenção de imposto de renda na fonte. A alíquota de retenção de imposto de renda é geralmente de 15%, a menos que (i) o detentor dos títulos seja residente ou domiciliado em uma jurisdição de paraíso fiscal (que seja considerado como um país ou jurisdição que não imponha qualquer imposto sobre renda ou que imponha tal imposto a uma alíquota efetiva máxima menor do que 20% ou onde a legislação local imponha restrições sobre a divulgação das identidades dos acionistas, a titularidade dos investimentos ou o beneficiário final dos ganhos distribuídos a não-residente – “jurisdição de paraíso fiscal”); neste caso, a alíquota aplicável é de 25% ou (ii) alguma outra alíquota mais baixa conforme prevista por um tratado tributário aplicável entre o Brasil e o outro país onde o beneficiário esteja domiciliado. Caso o avalista necessite assumir a obrigação de pagar o valor principal dos títulos, as autoridades fiscais brasileiras poderiam tentar impor a retenção do imposto de renda a uma alíquota de até 25% conforme descrito acima. Embora a legislação brasileira não disponha sobre uma regra fiscal específica para tais casos, não existe um posicionamento oficial das autoridades fiscais ou precedentes de tribunais brasileiros em relação a essa questão, acreditamos que a remessa de recursos da Petrobras como avalista para o pagamento do valor principal dos títulos não estará sujeita a imposto de renda no Brasil, porque o simples fato de que o avalista está realizando o pagamento, não converte a natureza do valor principal devido pelos títulos em renda do beneficiário.

Se os pagamentos correspondentes aos títulos forem efetuados pela Petrobras, conforme estabelecido nas garantias, os detentores não-residentes serão indenizados de forma que, após o pagamento de todos os impostos brasileiros aplicáveis recolhidos por retenção, dedução ou de outra forma, com relação ao principal, juros e valores adicionais a serem pagos com relação aos títulos (mais quaisquer juros e multas correspondentes), um detentor não-residente receberá um valor igual ao que tais detentores não-residentes teriam recebido caso esses impostos brasileiros (acrescidos de juros e multas) tivessem sido retidos. O devedor brasileiro, sujeito a certas exceções, pagará valores adicionais a respeito dessa retenção ou dedução para que o detentor não-brasileiro receba o valor líquido devido.

Ganhos sobre a venda ou outra alienação de títulos realizados fora do Brasil por não-residente, que não uma filial ou subsidiária de residente brasileiro, a outro não-residente não estão sujeitos ao imposto de renda brasileiro.

Além disso, os pagamentos realizados pelo Brasil estão sujeitos ao imposto sobre transações de câmbio estrangeiro (IOF/Câmbio), que são tributados na conversão de moeda brasileira para moeda estrangeira e na conversão de moeda estrangeira para moeda brasileira a uma taxa geral de 0,38%. Outras taxas IOF/Câmbio podem ser utilizadas para transações específicas. Em todo caso, o governo federal brasileiro pode aumentar, a qualquer momento, tal taxa em até 25%, mas apenas em relação a transações futuras.

Geralmente, não há imposto sobre herança, doação, sucessão, selo nem outros impostos semelhantes no Brasil em relação à titularidade, transferência, cessão ou a qualquer outra alienação dos títulos por um não residente, com exceção de imposto de herança ou doação cobrados em alguns estados brasileiros em relação a doações ou legados por pessoas físicas ou jurídicas que não estejam domiciliadas nem residam no Brasil para

pessoas físicas ou jurídicas que não estejam domiciliadas nem residam nesses estados.

Tributação Federal da Renda nos EUA

O resumo a seguir descreve certas considerações sobre imposto de renda federal nos Estados Unidos que possam ser relevantes para um detentor de um título que seja, para fins imposto de renda federal nos EUA, cidadão ou residente dos Estados Unidos ou uma sociedade do país ou que, de outra forma, esteja sujeito ao imposto de renda federal nos Estados Unidos em uma base de lucro líquido com relação aos títulos (um “detentor norte-americano”). Este resumo tem como base o Código, sua história legislativa, regulamentos existentes e propostos do Tesouro dos EUA promulgados de acordo com o Código, regulamentos publicados pelo Serviço da Receita Federal dos EUA, ou IRS, e determinações judiciais, todos vigentes na data deste documento, estando todas as respectivas autoridades sujeitas à mudança ou à interpretações divergentes, que podem ser aplicadas retroativamente. Este resumo não pretende discutir todos os aspectos da tributação de renda federal dos Estados Unidos que possam ser pertinentes para classes especiais de investidores, tais como instituições financeiras, seguradoras, distribuidoras ou corretoras de títulos ou moedas, vendedores de títulos que optam por contabilizar seus investimentos em títulos com base em um ajuste ao preço de mercado (“*mark-to-market*”), sociedades de investimento regulamentadas, organizações isentas de imposto, detentores que estão sujeitos a imposto mínimo alternativo, certos detentores de títulos de curto prazo, pessoas que protejam com *hedging* sua exposição em títulos ou que detenham títulos como parte de uma posição de “*straddle*” ou como parte de uma operação de *hedging* ou “operação de conversão” para fins de imposto de renda federal dos EUA, pessoas que participam de uma operação de “venda construtiva” com relação aos títulos ou Detentor norte-americano cuja moeda funcional não seja o dólar norte-americano. Os detentores norte-americanos devem estar cientes de que as consequências do imposto de renda federal dos EUA de deter os títulos podem ser substancialmente diferentes para os investidores descritos na frase anterior.

Além disso, este resumo não aborda nenhuma consideração tributária estrangeira, estadual ou municipal. Este resumo se aplica apenas a compradores originais de títulos que comparam títulos pelo preço original de emissão e que mantenham os títulos como “bens de capital” (geralmente, propriedade mantida para investimento).

CADA DETENTOR DEVE SE INFORMAR COM SEU PRÓPRIO CONSULTOR FISCAL A RESPEITO DAS CONSEQUÊNCIAS TRIBUTÁRIAS GERAIS EM CIRCUNSTÂNCIAS ESPECIAIS, INCLUSIVE AS CONSEQUÊNCIAS DE ACORDO COM LEIS QUE NÃO AS LEIS DE IMPOSTO DE RENDA FEDERAL NORTE-AMERICANAS, DE UM INVESTIMENTO EM TÍTULOS.

Pagamentos de Juros

Os pagamentos de “juros declarados qualificados”, conforme a definição abaixo, sobre um título (inclusive, os valores adicionais, se houver) serão, em geral, tributados a um detentor norte-americano como receita de juros ordinária quando esses juros forem acumulados ou recebidos de acordo com o método de contabilidade tributária aplicáveis ao detentor norte-americano para fins de imposto federal americano. Em geral, se o “preço de emissão” de um título for menor do que o “preço declarado de resgate no vencimento” por mais de um valor de *minimis*, esse título será considerado como tendo um “desconto de emissão original” ou DEO. O “preço de emissão” de um título é o primeiro preço pelo qual um volume significativo desses títulos é vendido para investidores. O preço de resgate declarado no vencimento de um título geralmente inclui todos os pagamentos que não sejam pagamentos de juros declarados qualificados.

Em geral, cada detentor de título norte-americano, mesmo que utilize o regime de caixa ou de competência na contabilidade tributária, terá que incluir em renda bruta, como renda de juros ordinária, a soma das “parcelas diárias” de DEO sobre o título, se houver, referente a todos os dias durante o exercício tributável em que o detentor norte-americano possuir o título. As parcelas diárias de DEO sobre um título são determinadas alocando-se a cada dia de qualquer período de provisão uma parcela rateável do DEO a ser alocada para aquele período de provisão. Em geral, no caso de um detentor inicial, o valor do DEO sobre um título a ser alocado a cada período de provisão é determinado (i) multiplicando-se o “preço de emissão ajustado”, conforme a definição abaixo, do título no início do período de provisão pelo rendimento do título até o vencimento, e (ii) subtraindo-se

desse produto o valor dos juros declarados qualificados a ser alocado para esse período de provisão. Os detentores norte-americanos devem estar cientes que, geralmente, devem incluir o DEO 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 DEO a ser alocado a todos os períodos de provisão anteriores, reduzida pelo valor de todos os pagamentos que não sejam pagamentos de juros declarados qualificados (se houver) e realizados com relação a esse título em todos os períodos de provisão anteriores. O termo “juros declarados qualificados” geralmente significa os juros declarados que devem ser pagos incondicionalmente em dinheiro ou bens (com exceção de instrumentos de dívida do emissor) pelo menos anualmente durante todo o prazo de um título a uma taxa fixa simples de juros ou, sujeitos a certas condições, com base em um ou mais índices de juros.

A renda de juros, incluindo o DEO, a respeito dos títulos, constituirá a renda de fonte estrangeira para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos e, com certas exceções, será tratada separadamente, junto com outros itens de “renda de categoria passiva” para fins de cálculo do crédito de imposto estrangeiro permitido pela legislação de imposto de renda federal dos Estados Unidos. O cálculo dos créditos de imposto estrangeiro envolve a aplicação complexa de regras que dependem das circunstâncias específicas de um detentor norte-americano. Os detentores norte-americanos devem consultar seus próprios conselheiros fiscais a respeito da disponibilidade de créditos de imposto estrangeiro e do tratamento de valores adicionais.

Venda ou Alienação de Títulos

Um detentor norte-americano geralmente reconhecerá ganho ou prejuízo de capital com a venda, troca, baixa contábil ou outro tipo de alienação de um título em um valor igual à diferença entre o valor realizado com essa venda, troca, baixa contábil ou outro tipo de alienação (que não sejam valores atribuídos a juros declarados qualificados acumulados que serão tributados dessa forma) e a base de imposto ajustada desse detentor norte-americano no título. A base de imposto ajustado de um detentor norte-americano no título geralmente é igual ao custo do título para esse detentor norte-americano, aumentado por quaisquer valores incluídos na renda bruta por esse detentor norte-americano como DEO 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, em geral, está sujeito a tributação pela alíquota preferencial. As perdas de capital podem ser deduzidas da renda tributável, sujeitos a certas limitações.

Retenção para Reserva e Divulgação de Informações

Um detentor norte-americano pode, em certas circunstâncias, estar sujeito a “retenção na fonte para reserva” com relação a certos pagamentos feitos a esse detentor, a menos que o detentor (i) seja um recipiente isento e demonstre tal fato quando assim for exigido, ou (ii) forneça o número de identificação de contribuinte correto, certifique que não está sujeito a retenção na fonte para reserva e, de outra forma, cumpra as exigências aplicáveis das normas de retenção na fonte para reserva. Qualquer valor retido de acordo com essas regras, em geral, será creditado à responsabilidade de imposto de renda federal nos EUA do detentor norte-americano. Embora detentores não norte-americanos geralmente estejam isentos de retenção na fonte para reserva, um detentor não norte-americano pode, em certas circunstâncias, ser obrigado a cumprir certos procedimentos de informação e identificação para provar que tem direito a essa isenção.

Os detentores norte-americanos devem se informar com seus consultores fiscais sobre outras exigências de reporte que possam ocorrer como resultado da compra, titularidade ou alienação dos títulos.

Detentor que Não Seja Cidadão dos EUA.

Um detentor ou usufrutuário de um título que não seja um detentor norte-americano (um “detentor não norte-americano”) em geral não estará sujeito ao imposto de renda federal nem à 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 à retenção na fonte nos EUA sobre o ganho realizado sobre a venda de títulos salvo se, no caso do ganho realizado por uma pessoa física detentora não norte-americana, o detentor não norte-americano estiver presente nos Estados Unidos durante 183 dias ou mais no exercício tributável da venda e se certas outras condições forem cumpridas.

Documentos em Exibição

Estamos sujeitos às exigências de informação da Lei de Mercado de Capitais de 1934, e à emendas posteriores, e, portanto, protocolamos relatórios e outras informações junto à SEC. Os relatórios e outras informações registradas por nós junto à SEC podem ser inspecionados e copiados na seção de referência pública da SEC em 100 F Street, N.E., Washington, D.C. 20549. Você pode obter outras informações sobre a operação da Seção de Referência Pública ligando para a SEC pelo telefone 1-800-SEC-0330. Também é possível inspecionar os relatórios da Petrobras e outras informações nos escritórios da Bolsa de Valores de Nova York em 11 Wall Street, New York, New York 10005, na qual as ADSs da Petrobras estão listadas. Nossos registros da SEC também estão disponíveis ao público no site da SEC em <http://www.sec.gov>. Para ter outras informações sobre como obter cópias dos arquivos públicos da Petrobras na Bolsa de Valores de Nova York, ligue para (212) 656-5060.

Também mantemos demonstrações financeiras e outros relatórios periódicos junto à CVM.

Item 11. Divulgações Qualitativas e Quantitativas sobre o Risco de Mercado

Gestão de Risco

Estamos expostos a vários riscos que resultam de nossas operações. Esses riscos incluem a possibilidade de que alterações nos preços do petróleo e de seus derivados, nas taxas de juros e nas taxas de câmbio estrangeiras afetem adversamente o valor de nossos ativos e passivos financeiros, fluxos de caixa futuros e ganhos.

Nós também estamos expostos ao risco de crédito de clientes e instituições financeiras decorrente de nossas operações comerciais e gestão de caixa. Esses riscos envolvem a possibilidade do recebimento de pagamento das vendas realizadas e quantias investidas, depositadas ou garantidas por instituições financeiras.

Nós adotamos uma filosofia de gestão de risco integrado cuja gestão foca não nos riscos individuais das operações ou das unidades de negócio, mas que forma uma opinião mais abrangente da corporação consolidada, capturando possíveis coberturas naturais, quando disponíveis. Para a gestão de risco de mercado, ações de estruturais financeiras são tomadas através da gestão adequada do capital e do endividamento da companhia, no lugar de uso derivativo de instrumentos financeiros.

Risco de Preço de Commodities

Nossas compras e vendas de petróleo e derivados estão relacionadas aos preços internacionais, o que nos expõe às flutuações dos preços nos mercados internacionais.

Para administrar nossa exposição às flutuações de preço, nós evitamos, sempre que possível e razoável, o uso de derivativos para operações sistêmicas de cobertura (*hedging*) (a saber, a compra e venda de petróleo e derivados para suprir nossas necessidades operacionais).

As transações derivativas têm o propósito de proteger os resultados esperados das transações realizadas no exterior. Nossos contratos derivativos fornecem cobertura econômica para a compra antecipada de óleo bruto e derivados e vendas nos mercados internacionais, geralmente estimados para ocorrer dentro do período de 30 a 360 dias. Nossa exposição a esses contratos é limitada à diferença entre o valor do contrato e o valor de mercado nos volumes cobertos (*hedged*). Consulte a Nota 34 referente às nossas declarações financeiras consolidadas auditadas para obter maiores informações sobre nossas transações derivativas de *commodities*.

A seguinte tabela apresenta uma análise de sensibilidade demonstrando a alteração líquida no valor justo de uma alteração desfavorável de 10% no preço da *commodity* subjacente em 31 de dezembro de 2013, que corresponde a um aumento de 10% no preço da commodity subjacente para opções, futuros e *swaps*.

Em circulação em dezembro de 2013	Petrobras		
	Quant. (mmbbl)	Valor Justo (1) (U.S.\$ milhões)	+10% Sensibilidade (U.S.\$ milhões)
Opções:			
Contratos de compra	4.069		
Contratos de venda	4.069		
		0	0
Futuros:			
Contratos de compra	52.267		
Contratos de venda	42.043		
		-20,32	-137,34
Swaps:			
A receber variável/pagamento fixo	0		
A receber fixo/ pagamento variável	0		
		0	0

(1) O valor justo representa uma estimativa de lucro ou perda que seria realizada se os contratos fossem quitados na data do balanço patrimonial.

Riscos de Taxas de Juros e Taxas de Câmbio

A tabela abaixo fornece informações resumidas sobre a nossa exposição ao risco de taxas de juros e de câmbio na composição de nossa carteira de dívida em 2013 e 2012, incluindo as dívidas curto prazo e longo prazo.

	Total Carteira de dívidas	
	2013	2012
	(%)	
Em real denominado:		
Taxa fixa	3,1	0,6
Taxa flutuante	16,9	19,7
Sub-total	20,0	20,3
Em dólares norte-americanos denominados:		
Taxa fixa	37,2	41,0
Taxa flutuante	34,4	29,8
Sub-total	71,6	70,8
Outras moedas (principalmente o Iene):		
Taxa fixa	8,0	8,0
Taxa flutuante	0,4	0,9
Sub-total	8,4	8,9
Total	100,0	100,0
Débito da taxa flutuante:		
Em real denominado	16,9	19,7
Em moeda estrangeira denominada	34,9	30,7
Débito da taxa fixa:		
Em real denominado	3,1	0,6
Em moeda estrangeira denominada	45,1	49,0
Total	100,0	100,0
Dólares norte-americanos	71,6	70,8
Euro	5,6	5,5
GBP	1,6	2,0
Iene japonês	1,2	1,4
Reais brasileiros	20,0	20,3
Total	100,0	100,0

Em geral, nossa dívida em moeda estrangeira com taxa flutuante está sujeita principalmente a flutuações da LIBOR. Nossa dívida com taxa flutuante expressa em reais está sujeita, sobretudo, a flutuações das taxas de juros no Certificado de Depósito Interbancário (CDI) e na Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), conforme definido pelo CMN.

Atualmente não usamos instrumentos derivativos para administrar nossa exposição à flutuação da taxa de juros. Estamos considerando diversas formas de derivativos para reduzir nossa exposição a flutuações da taxa de juros e podemos usar estes instrumentos financeiros no futuro.

O risco relativo às taxas de câmbio ao qual estamos expostos está limitado ao balanço patrimonial e resulta, principalmente, da incidência de obrigações que não estejam expressas em reais na composição de nossa carteira de dívida. Consulte o Item 5. “Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras — Inflação e Variação Cambial.”

Nossa estratégia de gestão de risco de moeda estrangeira inclui o uso de instrumentos derivativos para proteção contra a volatilidade de taxas de câmbio, que podem causar impacto no valor de algumas de nossas obrigações.

As informações relacionadas às datas de vencimento previstas e moeda, principais fluxos de caixa e taxas médias de juros relacionadas às nossas obrigações de dívida constam na nota 17 de nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas.

Item 12. Descrição de outros Títulos, exceto Títulos Patrimoniais

“American Depositary Shares”

A partir de 03 de janeiro de 2012, o banco Bank of New York Mellon sucedeu o JPMorgan Chase Bank, N.A. como depositário tanto de nossas ADSs ordinárias como preferenciais. Na sua condição de depositário, o Bank of New York Mellon irá registrar e entregar as ADSs, as quais representam cada uma (i) duas ações (ou o direito de receber duas ações) depositadas na sede de São Paulo do Itaú Unibanco S.A., como administrador do Depositário, e (ii) quaisquer outros títulos, dinheiro ou outros bens que podem ser detidos pelo Depositário. A sede do Depositário na qual as ADSs serão administradas fica localizada em 22 West Barclay Street, New York, New York 10286.

Taxas devidas por Detentores de nossas ADSs

Os detentores de ADS são obrigados a pagar várias taxas ao Depositário, e o Depositário poderá se recusar a fornecer qualquer serviço para o qual uma taxa é cobrada até a realização do pagamento devido da taxa.

Os detentores de ADSs devem pagar ao depositário: (i) uma taxa anual de US\$0,02 por ADS para a administração do programa de ADSs e (ii) os valores relativos às despesas incorridas pelo depositário ou seus agentes em nome dos detentores de ADSs, incluindo as despesas advindas do cumprimento à lei pertinente, impostos ou outras tarifas governamentais, transmissão de faxes ou conversão de moeda estrangeira para dólares norte-americanos. Em ambos os casos, o depositário pode decidir, a seu exclusivo critério, obter o pagamento emitindo fatura diretamente aos investidores, deduzindo o valor aplicável da distribuição de ativos ou cobrando as contas de lançamentos contábeis de detentores de ADR ou de seus representantes. Os detentores de ADR podem também exigir o pagamento de taxas adicionais por certos serviços prestados pelo Depositário, como estabelecido na tabela abaixo.

Serviços prestados pelo depositário	Taxa a pagar por detentores de ADS
Emissão e entrega de ADSs, incluindo emissões resultantes de distribuições de ações ou direitos, ou outros bens.....	U.S.\$5,00 por 100 ADSs (ou parte delas)
Distribuição de dividendos	U.S.\$0,02 (ou menos) por ADS por ano
Cancelamento de ADSs para fins de retirada.....	U.S.\$5,00 por 100 ADSs (ou parte delas)

Taxas pagas pela instituição depositária para a Petrobras

A Instituição Depositária nos reembolsa por determinadas despesas incorridas relacionadas com a administração e manutenção do programa de ADRs. As referidas despesas reembolsáveis incluem despesas com relações com investidores, taxas de listagem, honorários advocatícios e outras despesas relacionadas com a administração e manutenção do programa de ADRs. Além disso, a Instituição Depositária concordou em nos fornecer um reembolso adicional anual equivalente a 80% das taxas de dividendos recolhidas pela Instituição Depositária. Para exercício encerrado em 31 de dezembro de 2013, o valor bruto total dos referidos reembolsos foi de aproximadamente US\$ 40 milhões.

PARTE II

Item 13. Inadimplências, Dividendos em Atraso e Mora

Nenhum.

Item 14. Modificações Relevantes nos Direitos dos Titulares de Títulos e no uso dos Produtos

Nenhum.

Item 15. Controles e Procedimentos

Avaliação dos Controles e Procedimentos de Divulgação

Nós avaliamos, com a participação de nossa Presidente e do nosso Diretor Financeiro, a eficácia de nossos controles e procedimentos de divulgação em 31 de dezembro de 2013. Existem limitações inerentes à eficácia de qualquer controle ou procedimento de sistema de divulgação, incluindo a possibilidade de erro humano e engano ou sobreposição de controles e procedimentos. Desse modo, mesmo os controles e procedimentos eficazes podem fornecer uma segurança apenas relativa do alcance de seus objetivos de controle. Com base em nossa avaliação, nossa Presidente e nosso Diretor Financeiro concluíram que nossos controles e procedimentos de divulgação em 31 de dezembro de 2013 eram eficazes para nos fornecer uma segurança razoável de que as informações que devam ser divulgadas por nós nos relatórios que emitimos ou submetemos de acordo com a Lei de Mercado de Capitais são registradas, processadas, resumidas e relatadas dentro dos períodos de tempo especificados nas regras e formulários aplicáveis, e que são acumuladas e reportadas à nossa diretoria, incluindo nossa Presidente e nosso Diretor Financeiro, como adequadas para permitir a tomada de decisões em tempo hábil em relação às divulgações exigidas.

Relatório da Administração sobre Controles Internos das Informações Financeiras

Nossa administração é responsável por estabelecer e manter o controle interno eficaz sobre as informações financeiras e avaliações da eficácia do controle interno das informações financeiras.

Nosso controle interno das demonstrações financeiras é um processo elaborado por e sob a supervisão do nosso Comitê de Auditoria, da Presidente e do nosso Diretor Financeiro e efetuado pelo nosso Conselho de Administração, pela diretoria e por outras pessoas que forneçam segurança em relação à confiabilidade das informações financeiras e preparação das demonstrações financeiras consolidadas para fins externos de acordo com o IFRS.

Devido a suas limitações inerentes, o controle interno sobre o relatório interno pode não impedir ou detectar declarações inexatas em tempo hábil. Portanto, até mesmo quando esses sistemas são considerados eficazes, eles podem fornecer somente uma segurança relativa em relação à preparação e apresentação das demonstrações financeiras consolidadas. Além disso, as projeções de qualquer avaliação de eficiência em períodos futuros estão sujeitas ao risco de que os controles possam se tornar inadequados devido a mudanças nas condições, ou que o grau de conformidade com as políticas ou procedimentos possam ser prejudicados.

Nossa administração avaliou a eficácia do nosso controle interno das informações financeiras em 31 de dezembro de 2013, com base nos critérios estabelecidos na Estrutura Integrada (1992)- Controle Interno pelo Comitê de Organizações Patrocinadoras da Comissão Treadway (COSO). Com base nesta avaliação, a administração da Companhia concluiu que, em 31 de dezembro de 2013, os controles internos das informações financeiras da Companhia eram eficientes.

Em 14 de maio de 2013, a COSO publicou uma Estrutura Integrada - Controle Interno (2013) atualizada e documentos ilustrativos relacionados. A empresa utiliza a estrutura original publicada em 1992 desde 31 de dezembro de 2013. O período de transição para adotar a estrutura atualizada termina em 15 de dezembro de

2014.

A eficiência dos nossos controles internos das informações financeiras em 31 de dezembro de 2013 foi auditada pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes, uma empresa de auditoria independente, conforme demonstrado no relatório que aparece neste documento.

Mudanças nos Controles Internos

Nossa administração não identificou mudanças em seu controle interno das informações financeiras, durante o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2013, que tenham tido, ou que provavelmente venham a ter, um efeito relevante no controle interno sobre relatórios financeiros.

Item 16A. Perito Financeiro do Comitê de Auditoria

Em 17 de junho de 2005, nosso Conselho de Administração aprovou a nomeação de um Comitê de Auditoria para fins da Lei Sarbanes-Oxley de 2002. Nosso Conselho de Administração determinou que o Sr. Sérgio Franklin Quintella é um perito financeiro do Comitê de Auditoria e que ele é independente, conforme definido no Artigo 17 do CRF, 240.10A-3.;

Item 16B. Código de Ética

Direcionamos nossos negócios e nossas relações com terceiros pelos princípios éticos. Em 1998, nossa diretoria aprovou o Código de Ética da Petrobras, que se estende a todas as subsidiárias da Petrobras, e que foi renomeado para Código de Ética do Sistema Petrobras em 2012.

Em 2006, após passar por um processo de revisão com ampla participação de nossos segmentos de negócios, funcionários e subsidiárias, a atual versão do Código de Ética foi aprovada pela diretoria e pelo Conselho de Administração. O Código de Ética se aplica a toda a força de trabalho, diretores e conselheiros. O documento encontra-se disponível em nosso website em <http://investidorpetrobras.com.br/pt/governanca/codigo-de-etica/>.

Nossos diretores ainda desenvolveram a gestão ética através da criação da Comissão de Ética da Petrobras em 2008, que desde então se tornou responsável pela promoção do cumprimento corporativo dos princípios éticos, assim como atua como fórum de discussões de assuntos relacionados com a ética.

Item 16C. Principais Honorários e Serviços Contábeis

Honorários de Auditoria e Não-Auditoria

A tabela a seguir estabelece os honorários cobrados pelos nossos auditores independentes, a PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes durante os exercícios fiscais encerrados em 31 de dezembro de 2013 e 31 de dezembro de 2012:

	<u>Exercício findo em 31 de Dezembro de</u>	
	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	<u>(Em milhares de US\$)</u>	
Honorários de auditorias.....	8.316	7.357
Honorários relacionados às auditorias	80	207
Impostos.....	253	172
Total honorários	8.648	7.736

Os honorários de auditoria na tabela acima são as taxas totais cobradas pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes em relação à auditoria de nossas demonstrações financeiras anuais (IFRS e BR GAAP), revisões provisórias (IFRS e BR GAAP), auditorias subsidiárias (IFRS e BR GAAP, entre outros) e revisão de documentos periódicos registrados junto à SEC. Em 2013, os honorários de auditoria incluem os honorários totais

faturados pela PwC Auditores Independentes, no valor de U.S.\$ 517 mil, em relação à auditoria dos controles internos. Os “honorários relacionados à auditoria” na tabela acima são os honorários totais faturados pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes por serviços de garantia e outros serviços relacionados que estão razoavelmente relacionados à execução da auditoria ou das revisões de nossas demonstrações financeiras e não estão informados sob “honorários de auditoria”.

As taxas fiscais na tabela acima são honorários cobrados pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes para serviços relacionados a revisões de cumprimento fiscal realizados em conexão com os procedimentos de auditoria sobre as demonstrações financeiras para os anos 2013 e 2012.

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 de serviços de auditores independentes. No momento, nosso Conselho de Administração decidiu não estabelecer tais políticas e procedimentos de pré-aprovação. Nosso Conselho de Administração aprova expressamente caso a caso qualquer contratação de nossos auditores independentes para todos os serviços prestados a nossas subsidiárias ou a nós. Nosso estatuto proíbe nosso auditor independente de prestar quaisquer serviços de consultoria a nossas subsidiárias ou a nós durante o período de vigência de tais contratos de auditoria.

Item 16D. Isenções das Normas de Listagem em Bolsa para os Comitês de Auditoria

De acordo com as normas do Comitê de Auditoria de empresas listadas da NYSE e da SEC, devemos cumprir a Norma 10A-3 da Lei de Câmbio, que exige que estabeleçamos um comitê de auditoria composto de membros do Conselho de Administração que cumpram exigências especificadas. Com base na isenção da Norma 10A-3(b)(iv)(E), designamos três membros para nosso comitê de auditoria, Miriam Aparecida Belchior, Luciano Galvão Coutinho e Sergio Franklin Quintella, que são encarregados do governo brasileiro, nosso acionista controlador e, portanto, uma de nossas afiliadas. Em nossa avaliação, cada um desses membros atua independentemente no cumprimento das responsabilidades de um membro do comitê de auditoria, de acordo com a Lei Sarbanes-Oxley, e no cumprimento de outras exigências da Norma 10A-3 da Lei de Câmbio.

Item 16E. Compras de Títulos Patrimoniais pelo Emissor e por Compradores Afiliados

Durante o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2013, nem nós, nem qualquer “comprador afiliado”, conforme definição na Norma 10b-18 (a)(3) da Lei de Mercado de Capitais, compramos quaisquer de nossos títulos patrimoniais.

Item 16F. Mudança no Contador Responsável da Requerente

Não se aplica.

Item 16G. Governança Corporativa

Comparação das Práticas de Governança Corporativa da Petrobras com as Exigências de Governança Corporativa da NYSE Aplicáveis a Empresas Americanas

De acordo com as normas da Bolsa de Valores de Nova York, os emissores estrangeiros privados estão sujeitos a um conjunto mais limitado de exigências de governança corporativa do que os emissores nacionais dos EUA. Como um emissor estrangeiro privado, nós devemos cumprir quatro normas de governança corporativa principais da NYSE: (i) devemos atender às exigências da Norma da Lei de Câmbio 10A-3; (ii) nossa Presidente deve notificar prontamente a NYSE por escrito após qualquer diretor executivo tomar conhecimento de qualquer não-conformidade significativa com as normas de governança corporativa aplicáveis da NYSE; (iii) devemos fornecer à NYSE declarações anuais e provisórias por escrito, conforme exigido pelas normas de governança corporativa da NYSE; e (iv) devemos fornecer uma breve descrição de qualquer diferença significativa entre suas práticas de governança corporativa e aquelas seguidas pelas empresas norte-americanas, de acordo com padrões de listagem em bolsa da NYSE.

A tabela abaixo descreve brevemente as diferenças significativas entre nossas práticas domésticas e as normas de governança corporativa da NYSE.

Seção	Normas de Governança Corporativa da Bolsa de Valores de Nova Iorque para Emissores Domésticos Norte-Americanos	
		Práticas da Petrobras
	Independência do Diretor	
303A.01	As empresas listadas devem ter uma maioria de diretores independentes. As “empresas controladas” não são obrigadas a cumprir esta exigência.	A Petrobras é uma empresa controlada, pois a maioria do poder de voto é controlada pelo Governo Federal Brasileiro. Como uma empresa controlada, a Petrobras não seria obrigada a cumprir com a maioria das exigências para diretores independentes se ela fosse uma emissora nacional dos EUA. Não há qualquer disposição legal ou política que nos exija ter diretores independentes.
303A.03	Os conselheiros não-administrativos de cada empresa listada devem se reunir em sessões executivas agendadas regularmente sem a administração.	Com a exceção da CEO da empresa (que também é conselheira), todos os conselheiros da Petrobras são conselheiros não-administrativos. Além disso, o Regulamento Interno do conselho de administração da Petrobras prevê a ocorrência de uma sessão executiva sem a presença da CEO se um assunto em particular possa representar conflito de interesses.
	Comitê de Governança Corporativa / Indicador	
303A.04	As empresas listadas devem ter um comitê de governança corporativa / indicador composto totalmente por diretores independentes, com um documento constitutivo escrito que cubra determinadas funções especificadas. As “empresas controladas” não são obrigadas a cumprir esta exigência.	A Petrobras não possui um comitê indicador. A Petrobras também não possui um comitê de governança corporativa composto de diretores. O Conselho de Administração da Petrobras desenvolve, avalia e aprova os princípios de governança corporativa. Como uma empresa controlada, a Petrobras não seria obrigada a cumprir com a exigência de comitê de governança corporativa / indicador se ela fosse uma emissora nacional dos EUA.
	Comitê de Remuneração	
303A.05	As empresas listadas devem ter um comitê de remuneração composto totalmente por diretores independentes, com um documento constitutivo escrito que cubra determinadas funções especificadas mínimas. As “empresas controladas” não são obrigadas a cumprir esta exigência.	A Petrobras possui um comitê que orienta o Conselho de Administração em relação à remuneração e sucessão da administração. Não há qualquer disposição legal ou política que exija que os membros deste comitê sejam independentes. Como uma empresa controlada, a Petrobras não seria obrigada a cumprir com a exigência de comitê de remuneração se ela fosse uma emissora nacional dos EUA.
	Comitê de Auditoria	
303A.06 303A.07	As empresas listadas devem possuir um comitê de auditoria com, no mínimo, três diretores independentes que cumpram as exigências de independência da Norma 10A-3 de acordo com a Lei de Câmbio, com um documento constitutivo escrito que cubra determinadas funções especificadas mínimas.	O Comitê de Auditoria da Petrobras é um comitê consultivo do Conselho de Administração e é composto por membros que atendem os requisitos de independência previstos na Regra 10A-3 de acordo com a Lei de Mercado de Capitais. O Comitê de Auditoria possui um documento constitutivo escrito que estabelece suas responsabilidades, que incluem, entre outras: (i) fortalecimento das relações com auditores externos, permitindo uma supervisão mais próxima do trabalho deles e de questões relativas à sua competência e independência, (ii) garantir conformidade legal e reguladora, inclusive quanto à certificação, controles internos, procedimentos de conformidade e ética, e (iii) monitoramento da posição financeira da empresa, especialmente quanto a riscos, trabalho de auditoria interna e divulgação financeira.
	Plano de Remuneração Patrimonial	
303A.08	Os acionistas devem ter a oportunidade de votar em planos de remuneração através de ações e revisões materiais, com exceções limitadas, conforme estabelecido pelas normas da NYSE.	De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, a aprovação do acionista é necessária para a adoção e revisão e qualquer plano de remuneração patrimonial. A Petrobras atualmente não possui qualquer plano de remuneração patrimonial.

Normas de Governança Corporativa da Bolsa de Valores de Nova Iorque para Emissores Domésticos Norte-Americanos		
Seção	Diretrizes de Governança Corporativa	Práticas da Petrobras
303A.09	As empresas listadas devem adotar e divulgar diretrizes de governança corporativa.	A Petrobras possui um conjunto de Diretrizes de Governança Corporativa que trata das normas de qualificação, responsabilidades, remuneração, orientação, auto-avaliações e acesso à administração de diretores. As diretrizes não refletem as exigências de independência estabelecidas nas Seções 303A.01 e 303A.02 das normas da NYSE. Determinadas partes das diretrizes, inclusive artigos sobre responsabilidades e remuneração, não são discutidas com o mesmo nível de detalhamento estabelecido nos comentários às normas da NYSE. As diretrizes estão disponíveis no website da Petrobras.
Código de Ética para Diretores, Executivos e Funcionários		
303A.10	As empresas listadas devem adotar e divulgar um código de conduta comercial e ética para diretores, executivos e funcionários e divulgar imediatamente quaisquer renúncias de código para diretores ou executivos.	A Petrobras possui um Código de Ética que se aplica aos seus diretores, executivos, alta gerência, funcionários, estagiários e prestadores de serviços dentro do Sistema Petrobras e um Código de Boas Práticas que se aplica aos seus diretores, executivos e alta gerência. A renúncia de qualquer disposição do Código de Ética e Código de Boas Práticas não é permitida. Ambos documentos estão disponíveis no site da Petrobras.
Exigências de Certificação		
303A.12	Cada CEO de empresa listada deve garantir à NYSE, todos os anos, que ele não está ciente de qualquer violação por parte da empresa das normas de listagem de governança corporativa da NYSE.	Nossa CEO notificará imediatamente à NYSE por escrito se qualquer executivo tomar ciência sobre qualquer não-conformidade significativa em relação a qualquer disposição pertinente das normas de governança corporativa da NYSE.

PARTE III

Item 17. Demonstrações Financeiras

Não aplicável.

Item 18. Demonstrações Financeiras

Consulte as páginas de F-2 a F-107, incorporadas neste documento por referência.

Item 19. Anexos

Nº	Descrição
1.1	Regimento interno alterado da Petróleo Brasileiro S.A.- Petrobras, datado de 19 de março de 2012 (incorporado por referência ao Formulário 6-K, da Petrobras, fornecido para a Comissão de Valores Mobiliários em 30 de abril de 2014 (Arquivo Nº 001-15106).
2.1	Contrato de Depósito Alterado e Reformulado, datado de 03 de janeiro de 2012, entre a Petrobras, O Bank of New York Mellon, como depositário, e os detentores registrados e proprietários benéficos ao longo do tempo das ADSs, representando as ações ordinárias da Petrobras, e o Formulário do ADR comprovando as ADSs representando as ações ordinárias da Petrobras (incorporado pela referência ao Anexo 2.1 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e a Companhia Financeira Internacional Petrobras, registrado com a Comissão de Valores Mobiliários em 02 de abril de 2012 (Arquivos Nºs. 001-15106 e 001-33121)).
2.2	Contrato de Depósito Alterado e Reformulado, datado de 03 de janeiro de 2012, entre a Petrobras, O Bank of New York Mellon, como depositário, e os detentores registrados e proprietários benéficos ao longo do tempo das ADSs, representando as ações ordinárias da Petrobras, e o Formulário do ADR comprovando as ADSs representando as ações ordinárias da Petrobras (incorporado pela referência ao Anexo 2.2 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e a Companhia Financeira Internacional Petrobras, registrado com a Comissão de Valores Mobiliários em 02 de abril de 2012 (Arquivos Nºs. 001-15106 e 001-33121)).

NºDescrição

- 2.3 Escritura, com data inicial de 19 de julho de 2002, entre a Companhia Financeira Internacional Petrobras e JPMorgan Chase Bank, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.5 do Registro de Emissão da Companhia Financeira Internacional Petrobras e da Petrobras no Formulário F-3, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 5 de julho de 2002, e alterações posteriores registradas em 19 de julho de 2002 e 14 de agosto de 2002 (Arquivo N°s. 333-92044 e 333-92044-01)).
- 2.4 Escritura, com data inicial de 15 de dezembro de 2006, entre a Companhia Financeira Internacional Petrobras e O Bank of New York, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.9 do Registro de Emissão da Petrobras e da Companhia Financeira Internacional Petrobras no Formulário F-3, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 18 de dezembro de 2006 (Arquivo N°s. 333-139459 e 333-139459-01)).
- 2.5 Segunda Escritura Suplementar Alterada e Consolidada, com data inicial de 11 de fevereiro de 2009, conforme alterada e consolidada em 9 de julho de 2009, entre a Companhia Financeira Internacional Petrobras, Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relativa às Notas Globais de 7,875% com vencimento em 2019 (incorporada por referência ao Anexo 2.33 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e da Companhia Financeira Internacional Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2010 (Arquivo N°s. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.6 Garantia Alterada e Consolidada para as Notas Globais de 7,875% com vencimento em 2019 com data inicial de 11 de fevereiro de 2009, conforme alterada e consolidada em 9 de julho de 2009, entre a Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 2.34 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e da Companhia Financeira Internacional Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2010 (Arquivo N°s. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.7 Terceira Escritura Suplementar, com data inicial de 30 de outubro de 2009, entre a Companhia Financeira Internacional Petrobras, Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relativa às Notas Globais de 5,75% com vencimento em 2020 (incorporada por referência ao Anexo 2.35 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e da Companhia Financeira Internacional Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2010 (Arquivo N°s. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.8 Quarta Escritura Suplementar, com data inicial de 30 de outubro de 2009, entre a Companhia Financeira Internacional Petrobras, Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relativa às Notas Globais de 6,875% com vencimento em 2040 (incorporada por referência ao Anexo 2.36 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e da Companhia Financeira Internacional Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2010 (Arquivo N°s. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.9 Garantia para as Notas Globais de 5,75% com vencimento em 2020 com data inicial de 30 de outubro de 2009, entre a Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 2.37 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e da Companhia Financeira Internacional Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2010 (Arquivo N°s. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.10 Garantia para as Notas Globais de 6,875% com vencimento em 2040 com data inicial de 30 de outubro de 2009, entre a Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 2.38 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e da Companhia Financeira Internacional Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2010 (Arquivo N°s. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.11 Primeira Escritura Suplementar Alterada e Consolidada, com data inicial de 1º de novembro de 2007, conforme alterada e consolidada em 11 de janeiro de 2008, e conforme alterada e consolidada em 31 de março de 2010, entre a Companhia Financeira Internacional Petrobras, Petrobras, O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relativa às Notas Globais de 5,875% com vencimento em 2018 (incorporada por referência ao Anexo 2.15 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e da Companhia Financeira Internacional Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2010 (Arquivo N°s. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.12 Quinta Escritura Suplementar Alterada e Consolidada, com data inicial de 06 de outubro de 2006, conforme alterada e consolidada em 7 de fevereiro de 2007, e conforme alterada e consolidada em 31 de março de 2010, entre a Companhia Financeira Internacional Petrobras, Petrobras, O Bank of New York Mellon (como sucessor do JPMorgan Chase Bank), como Agente Fiduciário, relativa às Notas Globais de 6,125% com vencimento em 2016 (incorporada por referência ao Anexo 2.14 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e da Companhia Financeira Internacional Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2010 (Arquivo N°s. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.13 Quinta Escritura Suplementar, com data inicial de 27 de janeiro de 2011, entre a Companhia Financeira Internacional Petrobras, Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relativa às Notas Globais de 3,875% com vencimento em 2016 (incorporada por referência ao Anexo 2.39 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Companhia Financeira Internacional Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 26 de maio de 2011 (Arquivo N°s. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.14 Garantia para as Notas Globais de 3,875% com vencimento em 2016 com data inicial de 27 de janeiro de 2011, entre a Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 2.40 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e da Companhia Financeira Internacional Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 26 de maio de 2011 (Arquivo N°s. 001-15106 e 001-33121)).

NºDescrição

- 2.15 Oitava Escritura Suplementar, com data inicial de 9 de dezembro de 2011, entre a Companhia Financeira Internacional Petrobras, Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, O Bank of New York Mellon, Filial de Londres, como Agente de Pagamento Principal e O Bank of New York Mellon (Luxemburgo) S.A., como Agente de Pagamento de Luxemburgo, relativa às Notas Globais de 4,875% com vencimento em 2018 (incorporada por referência ao Anexo 4.2 do Formulário 6-K da Petrobras e da Companhia Financeira Internacional Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 9 de dezembro de 2011 (Arquivo N°s. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.16 Nona Escritura Suplementar, com data inicial de 9 de dezembro de 2011, entre a Companhia Financeira Internacional Petrobras, Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, O Bank of New York Mellon, Filial de Londres, como Agente de Pagamento Principal e O Bank of New York Mellon (Luxemburgo) S.A., como Agente de Pagamento de Luxemburgo, relativa às Notas Globais de 5,875% com vencimento em 2022 (incorporada por referência ao Anexo 4.5 do Formulário 6-K da Petrobras e da Companhia Financeira Internacional Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 9 de dezembro de 2011 (Arquivo N°s. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.17 Garantia para as Notas Globais de 4.875% com vencimento em 2018 com data inicial de 9 de dezembro de 2011, entre a Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.1 do Formulário 6-K da Petrobras e da Companhia Financeira Internacional Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 9 de dezembro de 2011 (Arquivo N°s 001-15106 e 001-33121)).
- 2.18 Garantia para as Notas Globais de 5,875% com vencimento em 2022 com data inicial de 9 de dezembro de 2011, entre a Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.4 do Formulário 6-K da Petrobras e da Companhia Financeira Internacional Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 9 de dezembro de 2011 (Arquivo N°s 001-15106 e 001-33121)).
- 2.19 Décima Escritura Suplementar, com data inicial de 12 de dezembro de 2011, entre a Companhia Financeira Internacional Petrobras, Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, O Bank of New York Mellon, Filial de Londres, como Agente de Pagamento Principal e O Bank of New York Mellon (Luxemburgo) S.A., como Agente de Pagamento de Luxemburgo, relativa às Notas Globais de 6,250% com vencimento em 2026 (incorporada por referência ao Anexo 4.2 do Formulário 6-K da Petrobras e da Companhia Financeira Internacional Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 12 de dezembro de 2011 (Arquivo N°s. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.20 Garantia para as Notas Globais de 6,250% com vencimento em 2026 com data inicial de 12 de dezembro de 2011, entre a Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.1 do Formulário 6-K da Petrobras e da Companhia Financeira Internacional Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 12 de dezembro de 2011 (Arquivo N°s 001-15106 e 001-33121)).
- 2.21 Sexta Escritura Suplementar Alterada e Consolidada, com data inicial de 06 de fevereiro de 2012, entre a Companhia Financeira Internacional Petrobras, Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relativa às Notas Globais de 5,375% com vencimento em 2021 (incorporada por referência ao Anexo 4.2 do Formulário 6-K da Petrobras e da Companhia Financeira Internacional Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 06 de fevereiro de 2012 (Arquivo N°s. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.22 Sétima Escritura Suplementar Alterada e Consolidada, com data inicial de 06 de fevereiro de 2012, entre a Companhia Financeira Internacional Petrobras, Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relativa às Notas Globais de 6,750% com vencimento em 2041 (incorporada por referência ao Anexo 4.5 do Formulário 6-K da Petrobras e da Companhia Financeira Internacional Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 06 de fevereiro de 2012 (Arquivo N°s. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.23 Décima Primeira Escritura Suplementar, com data inicial de 06 de fevereiro de 2012, entre a Companhia Financeira Internacional Petrobras, Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relativa às Notas Globais de 2,875% com vencimento em 2015 (incorporada por referência ao Anexo 4.8 do Formulário 6-K da Petrobras e da Companhia Financeira Internacional Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 06 de fevereiro de 2012 (Arquivo N°s. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.24 Décima Segunda Escritura Suplementar, com data inicial de 06 de fevereiro de 2012, entre a Companhia Financeira Internacional Petrobras, Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relativa às Notas Globais de 3,500% com vencimento em 2017 (incorporada por referência ao Anexo 4.11 do Formulário 6-K da Petrobras e da Companhia Financeira Internacional Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 06 de fevereiro de 2012 (Arquivo N°s. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.25 Garantia Alterada e Consolidada para as Notas Globais de 5,375% com vencimento em 2021 com data inicial de 06 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.1 do Formulário 6-K da Petrobras e da Companhia Financeira Internacional Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 06 de fevereiro de 2012 (Arquivo N°s. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.26 Garantia Alterada e Consolidada para as Notas Globais de 6,750% com vencimento em 2041 com data inicial de 06 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.4 do Formulário 6-K da Petrobras e da Companhia Financeira Internacional Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 06 de fevereiro de 2012 (Arquivo N°s. 001-15106 e 001-33121)).

NºDescrição

- 2.27 Garantia para as Notas Globais de 2,875% com vencimento em 2015 com data inicial de 06 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.7 do Formulário 6-K da Petrobras e da Companhia Financeira Internacional Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 06 de fevereiro de 2012 (Arquivo Nºs. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.28 Garantia para as Notas Globais de 3,500% com vencimento em 2017 com data inicial de 06 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.10 do Formulário 6-K da Petrobras e da Companhia Financeira Internacional Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 06 de fevereiro de 2012 (Arquivo Nºs. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.29 Sexta Escritura Suplementar, com data inicial de 10 de fevereiro de 2012, entre a Companhia Financeira Internacional Petrobras, Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 2.11 do Formulário 20-F da Petrobras e da Companhia Financeira Internacional Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 2 de abril de 2012 (Arquivo Nºs. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.30 Décima Terceira Escritura Suplementar, com data inicial de 10 de fevereiro de 2012, entre a Companhia Financeira Internacional Petrobras, Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 2.60 do Formulário 20-F da Petrobras e da Companhia Financeira Internacional Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 2 de abril de 2012 (Arquivo Nºs. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.31 Garantia Alterada e Consolidada das Notas Globais de 7,75% com vencimento em 2014 com data inicial de 10 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 2.29 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e da Companhia Financeira Internacional Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 02 de abril de 2012 (Arquivo Nºs. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.32 Garantia Alterada e Consolidada das Notas Globais de 6,125% com vencimento em 2016 com data inicial de 10 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 2.31 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e da Companhia Financeira Internacional Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 02 de abril de 2012 (Arquivo Nºs. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.33 Garantia Alterada e Consolidada das Notas Globais de 8,375% com vencimento em 2018 com data inicial de 10 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 2.16 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e da Companhia Financeira Internacional Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 02 de abril de 2012 (Arquivo Nºs. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.34 Garantia Alterada e Consolidada das Notas Globais de 5,875% com vencimento em 2018 com data inicial de 10 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 2.33 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e da Companhia Financeira Internacional Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 02 de abril de 2012 (Arquivo Nºs. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.35 Terceira Escritura Suplementar Alterada e Consolidada, com data inicial de 10 de dezembro de 2003, conforme alterada e consolidada em 31 de março de 2010, e conforme posteriormente alterada e consolidada em 25 de março de 2013, entre a Companhia Financeira Internacional Petrobras, Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (como sucessor do JPMorgan Chase Bank), como Agente Fiduciário, relativa às Notas Globais de 8,375% com vencimento em 2018 (incorporada por referência ao Anexo 2.41 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 29 de abril de 2013 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.2.36 Quarta Escritura Suplementar Alterada e Consolidada, com data inicial de 15 de setembro de 2004, conforme alterada e consolidada em 31 de março de 2010, e conforme posteriormente alterada e consolidada em 25 de março de 2013, entre a Companhia Financeira Internacional Petrobras, Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (como sucessor do JPMorgan Chase Bank), como Agente Fiduciário, relativa às Notas Globais de 7,75% com vencimento em 2014 (incorporada por referência ao Anexo 2.42 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 29 de abril de 2013 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.37 Escritura, com data inicial de 29 de agosto de 2012, entre a Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.3 do Registro de Emissão da Petrobras, Companhia Financeira Internacional Petrobras e Petrobras Global Finance B.V. no Formulário F-3, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 29 de agosto de 2012 (Arquivo Nºs. 333-183618, 333-183618-01 e 333-183618-02)).
- 2.38 Escritura, com data inicial de 29 de agosto de 2012, entre a Petrobras Global Finance B.V. e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.5 do Registro de Emissão no Formulário F-3 da Petrobras, Companhia Financeira Internacional Petrobras e Petrobras Global Finance B.V., registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 29 de agosto de 2012 (Arquivo Nºs. 333-183618, 333-183618-01 e 333-183618-02)).
- 2.39 Primeira Escritura Suplementar, com data inicial de 1º de outubro de 2012, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras, O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, O Bank of New York Mellon, Filial de Londres, como agente de pagamento principal, e O Bank of New York Mellon (Luxemburgo) S.A., como agente de pagamento de Luxemburgo, relativa às Notas Globais de 3,25% com vencimento em 2019 (incorporada por referência ao Anexo 4.2 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a

NºDescrição

- Comissão de Valores Mobiliários em 1º de outubro de 2012 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.40 Segunda Escritura Suplementar, com data inicial de 1º de outubro de 2012, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras, O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, O Bank of New York Mellon, Filial de Londres, como agente de pagamento principal, e O Bank of New York Mellon (Luxemburgo) S.A., como agente de pagamento de Luxemburgo, relativa às Notas Globais de 4,25% com vencimento em 2023 (incorporada por referência ao Anexo 4.5 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 1º de outubro de 2012 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.2.41 Terceira Escritura Suplementar, com data inicial de 1º de outubro de 2012, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras, O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, O Bank of New York Mellon, Filial de Londres, como agente de pagamento principal, e O Bank of New York Mellon (Luxemburgo) S.A., como agente de pagamento de Luxemburgo, relativa às Notas Globais de 5,375% com vencimento em 2029 (incorporada por referência ao Anexo 4.8 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 1º de outubro de 2012 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.42 Garantia para as Notas Globais de 3,25% com vencimento em 2019 com data inicial de 1º de outubro de 2012, entre a Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.1 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 1º de outubro de 2012 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.43 Garantia para as Notas Globais de 4,25% com vencimento em 2023 com data inicial de 1º de outubro de 2012, entre a Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.4 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 1º de outubro de 2012 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.44 Garantia para as Notas Globais de 5,375% com vencimento em 2029 com data inicial de 1º de outubro de 2012, entre a Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.7 do Formulário 6-K da Petrobras registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 1º de outubro de 2012 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.45 Quarta Escritura Suplementar, com data inicial de 20 de maio de 2013, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relativa às Notas Globais de 2,000% com vencimento em 2016 (incorporada por referência ao Anexo 4.2 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2013 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.46 Quinta Escritura Suplementar, com data inicial de 20 de maio de 2013, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relativa às Notas Globais de 3,000% com vencimento em 2019 (incorporada por referência ao Anexo 4.5 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2013 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.47 Sexta Escritura Suplementar, com data inicial de 20 de maio de 2013, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relativa às Notas Globais de 4,375% com vencimento em 2023 (incorporada por referência ao Anexo 4.8 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2013 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.48 Sétima Escritura Suplementar, com data inicial de 20 de maio de 2013, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relativa às Notas Globais de 5,625% com vencimento em 2043 (incorporada por referência ao Anexo 4.11 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2013 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.49 Oitava Escritura Suplementar, com data inicial de 20 de maio de 2013, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relativa às Notas Globais a Taxas Flutuantes com vencimento em 2016 (incorporada por referência ao Anexo 4.14 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2013 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.50 Nona Escritura Suplementar, com data inicial de 20 de maio de 2013, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relativa às Notas Globais a Taxas Flutuantes com vencimento em 2019 (incorporada por referência ao Anexo 4.17 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2013 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.51 Garantia para as Notas Globais de 2,000% com vencimento em 2016 com data inicial de 20 de maio de 2013, entre a Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.1 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2013 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.52 Garantia para as Notas Globais de 3,000% com vencimento em 2019 com data inicial de 20 de maio de 2013, entre a Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.4 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2013 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.53 Garantia para as Notas Globais de 4,375% com vencimento em 2023 com data inicial de 20 de maio de 2013, entre a Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.7 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2013 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.54 Garantia para as Notas Globais de 5,625% com vencimento em 2043 com data inicial de 20 de maio de 2013, entre a Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.10 do Formulário 6-K da Petrobras,

Nº**Descrição**

- registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2013 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.55 Garantia para as Notas Globais a Taxas Flutuantes com vencimento em 2016 com data inicial de 20 de maio de 2013, entre a Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.13 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2013 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.56 Garantia para as Notas Globais a Taxas Flutuantes com vencimento em 2019 com data inicial de 20 de maio de 2013, entre a Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.16 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2013 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.57 Décima Escritura Suplementar, com data inicial de 14 de janeiro de 2014, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras, O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, O Bank of New York Mellon, Filial de Londres, como agente de pagamento principal, e O Bank of New York Mellon (Luxemburgo) S.A., como agente de pagamento de Luxemburgo, relativa às Notas Globais de 2,750% com vencimento em 2018 (incorporada por referência ao Anexo 4.2 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 14 de janeiro de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.58 Décima Primeira Escritura Suplementar, com data inicial de 14 de janeiro de 2014, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras, O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, O Bank of New York Mellon, Filial de Londres, como agente de pagamento principal, e O Bank of New York Mellon (Luxemburgo) S.A., como agente de pagamento de Luxemburgo, relativa às Notas Globais de 3,750% com vencimento em 2021 (incorporada por referência ao Anexo 4.5 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 14 de fevereiro de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.59 Décima Segunda Escritura Suplementar, com data inicial de 14 de janeiro de 2014, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras, O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, O Bank of New York Mellon, Filial de Londres, como agente de pagamento principal, e O Bank of New York Mellon (Luxemburgo) S.A., como agente de pagamento de Luxemburgo, relativa às Notas Globais de 4,750% com vencimento em 2025 (incorporada por referência ao Anexo 4.8 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 14 de janeiro de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.60 Décima Terceira Escritura Suplementar, com data inicial de 14 de janeiro de 2014, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras, O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, O Bank of New York Mellon, Filial de Londres, como agente de pagamento principal, e O Bank of New York Mellon (Luxemburgo) S.A., como agente de pagamento de Luxemburgo, relativa às Notas Globais de 6,625% com vencimento em 2034 (incorporada por referência ao Anexo 4.11 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 14 de janeiro de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.61 Garantia para as Notas Globais de 2,750% com vencimento em 2018 com data inicial de 14 de janeiro de 2014, entre a Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.1 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 14 de janeiro de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.62 Garantia para as Notas Globais de 3,750% com vencimento em 2021 com data inicial de 14 de janeiro de 2014, entre a Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.4 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 14 de janeiro de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.63 Garantia para as Notas Globais de 4,750% com vencimento em 2025 com data inicial de 14 de janeiro de 2014, entre a Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.7 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 14 de janeiro de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.64 Garantia para as Notas Globais de 6,625% com vencimento em 2034 com data inicial de 14 de janeiro de 2014, entre a Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.10 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 14 de janeiro de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.65 Décima Quarta Escritura Suplementar, com data inicial de 17 de março de 2014, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relativa às Notas Globais de 3,250% com vencimento em 2017 (incorporada por referência ao Anexo 4.2 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 17 de março de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.66 Décima Quinta Escritura Suplementar, com data inicial de 17 de março de 2014, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relativa às Notas Globais de 4,875% com vencimento em 2020 (incorporada por referência ao Anexo 4.5 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 17 de março de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.67 Décima Sexta Escritura Suplementar, com data inicial de 17 de março de 2014, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relativa às Notas Globais de 6,250% com vencimento em 2024 (incorporada por referência ao Anexo 4.8 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 17 de março de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.68 Décima Sétima Escritura Suplementar, com data inicial de 17 de março de 2014, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relativa às Notas Globais de 7,250% com vencimento em 2044 (incorporada por referência ao Anexo 4.11 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 17 de março de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).

Nº**Descrição**

- 2.69 Décima Oitava Escritura Suplementar, com data inicial de 17 de março de 2014, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relativa às Notas Globais a Taxas Flutuantes com vencimento em 2017 (incorporada por referência ao Anexo 4.14 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 17 de março de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.70 Décima Nona Escritura Suplementar, com data inicial de 17 de março de 2014, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relativa às Notas Globais a Taxas Flutuantes com vencimento em 2020 (incorporada por referência ao Anexo 4.17 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 17 de março de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.71 Garantia para as Notas Globais de 3,250% com vencimento em 2017 com data inicial de 17 de março de 2014, entre a Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.1 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 17 de março de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.72 Garantia para as Notas Globais de 4,875% com vencimento em 2020 com data inicial de 17 de março de 2014, entre a Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.4 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 17 de março de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.73 Garantia para as Notas Globais de 6,250% com vencimento em 2024 com data inicial de 17 de março de 2014, entre a Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.7 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 17 de março de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.74 Garantia para as Notas Globais de 7,250% com vencimento em 2044 com data inicial de 17 de março de 2014, entre a Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.10 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 17 de março de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.75 Garantia para as Notas Globais a Taxas Flutuantes com vencimento em 2017 com data inicial de 17 de março de 2014, entre a Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.13 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 17 de março de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.76 Garantia para as Notas Globais a Taxas Flutuantes com vencimento em 2020 com data inicial de 17 de março de 2014, entre a Petrobras e O Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.16 do Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 17 de março de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).
- 2.77 Contrato de Cessão Onerosa, com data de 3 de setembro de 2010, entre a Petrobras, o governo federal brasileiro e a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (incorporado por referência ao Anexo 2.47 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e Petrobras Internacional Finance Company, registrado com a Comissão de Valores Mobiliários em 26 de maio de 2011 (Registros Nº. 001-15106 e 001-33121)).
- O valor dos títulos de financiamento a longo prazo da Petrobras autorizado em conformidade com qualquer determinado instrumento não excede 10% de seu total de ativo em uma base consolidada. A Petrobras neste ato concorda em apresentar à SEC, mediante solicitação, uma cópia de qualquer instrumento definindo os direitos dos detentores de seu financiamento a longo prazo ou de suas subsidiárias para as quais as demonstrações financeiras consolidadas ou não-consolidadas necessitam ser registradas.
- 2.78 Contrato de Partilha de Produção, datado de 2 de dezembro de 2013, entre a Petrobras, Shell Brasil Petróleo Ltda., Total E&P do Brasil Ltda., CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda. e CNOOC Petroleum Brasil Ltda., o governo federal brasileiro, Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA e a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível.
- 4.1 Formulário do Contrato de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de petróleo e gás natural celebrado entre a Petrobras e a ANP (incorporado por referência ao Anexo 10.1 da Declaração de Registro da Petrobras no Formulário F-1 protocolado junto à Securities and Exchange Commission (SEC) em 14 de julho de 2000 [Registro Nº 333-12298]).
- 4.2 Contrato de Compra e Venda de gás natural, realizado entre a Petrobras e Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos-YPFB (juntamente com uma versão em inglês) (incorporado por referência ao Anexo 10.2 do Registro da Petrobras no Formulário F-1 registrado junto à Securities and Exchange Commission (SEC) em 14 de julho de 2000 [Registro Nº 333-12298]).
- 8.1 Lista de Subsidiárias.
- 12.1 Certificados de acordo com a Seção 302 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002.
- 13.1 Certificados de acordo com a Seção 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002.
- 15.1 Carta de anuência da PwC.
- 15.3 Carta de anuência da DeGolyer e MacNaughton.
- 99.1 Relatórios de terceiros de DeGolyer e MacNaughton.

ASSINATURAS

De acordo com as exigências de Seção 12 da Lei de Mercado de Capitais de 1934, o requerente certifica por meio deste que está apto a atender a todas as exigências presentes no Formulário 20-F, e fez com que este relatório anual fosse devidamente assinado pelo abaixo assinado, estando devidamente autorizado, na cidade do Rio de Janeiro, em 30 de abril de 2014.

Petróleo Brasileiro S.A.—PETROBRAS

Por: _____

Nome: Maria das Graças Silva Foster

Cargo: Presidente e Diretora da Área Internacional

Por: _____

Nome: Almir Guilherme Barbassa

Cargo: Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Demonstrações Contábeis consolidadas em 31 de dezembro de 2013, 2012 e 2011 e parecer da firma registrada de auditoria independente

(Tradução livre do original em inglês)

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Índice

Parecer da firma registrada de auditoria independente.....	F-3
Balanco Patrimonial Consolidado.....	F-6
Demonstração do Resultado Consolidada.....	F-7
Demonstração do Resultado Abrangente Consolidada.....	F-8
Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido Consolidada.....	F-9
Demonstração do Fluxo de Caixa Consolidada.....	F-10
Notas Explicativas às demonstrações contábeis consolidadas.....	F-11
1. A Companhia e suas operações.....	F-11
2. Base de apresentação das informações contábeis.....	F-11
3. Sumario das principais praticas contábeis.....	F-13
4. Estimativas e julgamentos relevantes.....	F-24
5. Novas normas e interpretações.....	F-28
6. Caixa e equivalentes de caixa.....	F-30
7. Títulos e valores mobiliários.....	F-30
8. Contas a receber.....	F-31
9. Estoques.....	F-32
10. Aquisições, vendas e incorporações de ativos.....	F-32
11. Investimentos.....	F-38
12. Imobilizado.....	F-41
13. Intangível.....	F-43
14. Redução ao valor recuperável dos ativos (<i>Impairment</i>).....	F-46
15. Atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás natural.....	F-48
16. Fornecedores.....	F-49
17. Financiamentos.....	F-50
18. Arrendamentos mercantis.....	F-53
19. Partes relacionadas.....	F-53
20. Provisões para desmantelamento de áreas.....	F-56
21. Tributos.....	F-56
22. Benefícios concedidos a empregados.....	F-60
23. Participação nos lucros ou resultados.....	F-67
24. Patrimônio líquido.....	F-67
25. Receita de vendas.....	F-69
26. Outras despesas operacionais, líquidas.....	F-70
27. Despesas por natureza.....	F-70
28. Resultado financeiro líquido.....	F-71
29. Informações complementares a demonstração do fluxo de caixa.....	F-71
30. Informações por Segmento.....	F-72
31. Processos judiciais e contingências.....	F-77
32. Compromisso de compra de gás natural.....	F-82
33. Garantias aos contratos de concessão para exploração de petróleo.....	F-82
34. Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros derivativos.....	F-82
35. Valor justo dos ativos e passivos financeiros.....	F-91
36. Seguros.....	F-92
37. Eventos subsequentes.....	F-93
38. Informação sobre Títulos Emitidos por Subsidiárias, Garantidos.....	F-94
Informação Complementar sobre Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás (não auditada).....	F-95

(Tradução livre do original em inglês)

Parecer da firma registrada de auditoria independente

Ao Conselho de Administração e acionistas
Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras

Somos de parecer que os balanços patrimoniais consolidados e as correspondentes demonstrações consolidadas do resultado, dos resultados abrangentes, dos fluxos de caixa e das mutações do patrimônio líquido, apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras e de suas controladas (a "Companhia") em 31 de dezembro de 2013, e 31 de dezembro de 2012, de acordo normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)*. Somos também de parecer que a Companhia manteve, em todos os aspectos relevantes, controles internos efetivos relacionados às demonstrações contábeis consolidadas em 31 de dezembro de 2013, com base nos critérios estabelecidos no *Internal Control - Integrated Framework (1992)* emitido pelo *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission - COSO*. A administração da Companhia é responsável por essas demonstrações contábeis, por manter controles internos efetivos sobre as demonstrações contábeis e pela avaliação da efetividade dos controles internos relacionados às demonstrações contábeis, incluída no Relatório da Administração sobre Controles Internos Relacionados às Demonstrações Contábeis. Nossa responsabilidade é a de emitir opiniões sobre essas demonstrações contábeis e sobre a efetividade dos controles internos da Companhia relacionados às demonstrações contábeis, com base em nossas auditorias integradas. Nossos exames foram conduzidos de acordo com as normas do *Public Company Accounting Oversight Board* dos Estados Unidos da América. Essas normas exigem que os exames de auditoria sejam planejados e executados com o objetivo de obtermos razoável segurança de que as demonstrações contábeis estão livres de erros relevantes e se a efetividade dos controles internos da Companhia relacionados às demonstrações contábeis foi mantida em seus aspectos relevantes. Nossos procedimentos de auditoria sobre as demonstrações contábeis compreenderam o exame, com base em testes, das evidências que suportam os valores e as informações contábeis divulgados, a avaliação das práticas e estimativas contábeis mais representativas adotadas pela administração da Companhia, bem como da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto. Nosso exame de controles internos relacionados às demonstrações contábeis consolidadas compreende a obtenção de um entendimento dos controles internos relacionados às demonstrações contábeis consolidadas, a avaliação do risco de que exista fraqueza material e o teste e a avaliação do desenho e da efetividade operacional dos controles internos com base em nossa avaliação de risco. Nossos exames também incluíram a realização de outros procedimentos que consideramos necessários nas circunstâncias. Acreditamos que nossos exames proporcionam uma base adequada para nossas opiniões.

Adicionalmente, examinamos os ajustes às demonstrações contábeis de 2011 para aplicar retrospectivamente a mudança na contabilização dos planos de benefícios pós-emprego decorrentes das revisões ao IAS 19 Benefícios a Empregados, conforme descrito na Nota 2.3. Em nossa opinião, tais ajustes são adequados e foram corretamente aplicados. Não fomos contratados para auditar, revisar ou aplicar quaisquer procedimentos sobre as demonstrações contábeis consolidadas de 2011 da Companhia além destes ajustes e, portanto, não expressamos uma opinião ou qualquer outra forma de assecuração nas demonstrações contábeis consolidadas de 2011.

Os controles internos de uma companhia relacionados às demonstrações contábeis são processos desenvolvidos para fornecer conforto razoável em relação à confiabilidade dos relatórios financeiros e à elaboração das demonstrações contábeis consolidadas, divulgadas de acordo com princípios contábeis geralmente aceitos. Os controles internos de uma companhia relacionados às demonstrações contábeis incluem as políticas e procedimentos que: (i) dizem respeito à manutenção de registros que, em detalhes razoáveis, refletem precisa e adequadamente as transações e destinações dos ativos da companhia; (ii) proporcionam conforto razoável de que as transações são registradas conforme necessário para permitir a adequada apresentação das demonstrações contábeis consolidadas de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos, e que os recebimentos e pagamentos da companhia são efetuados somente de acordo com autorizações da administração e dos diretores da companhia; e (iii) fornecem conforto razoável em relação à prevenção ou detecção tempestiva de aquisição, utilização ou destinação não autorizadas dos ativos da companhia que poderiam ter um efeito relevante sobre as demonstrações contábeis.

Em razão de suas limitações inerentes, os controles internos relacionados às demonstrações contábeis podem não impedir ou não detectar erros. Da mesma forma, as futuras avaliações da efetividade dos controles internos estão sujeitas ao risco de que estes venham a se tornar inadequados por causa de mudanças nas condições, ou que o grau de adequação às políticas e aos procedimentos venham a se deteriorar.

Rio de Janeiro, 25 de fevereiro de 2014

PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes
CRC 2SP000160/O-5 "F" RJ

Marcos Donizete Panassol
Contador CRC 1SP155975/O-8 "S" RJ

(Tradução livre do original em inglês)

Ao Conselho de Administração e aos Acionistas da
Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras
Rio de Janeiro – RJ

Auditamos, antes dos ajustes efetuados em decorrência das mudanças retrospectivas de prática contábil descritas na Nota Explicativa 2.3, as respectivas demonstrações dos resultados, resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras e controladas (“Companhia”) para o exercício findo em 31 de dezembro 2011. A administração da Companhia é responsável por essas demonstrações contábeis consolidadas de 2011. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis consolidadas com base em nossa auditoria.

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. Nossa auditoria das demonstrações contábeis consolidadas compreende ainda a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados nas demonstrações contábeis consolidadas, a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela administração, bem como da apresentação das demonstrações contábeis consolidadas tomadas em conjunto. Acreditamos que nossa auditoria proporciona uma base adequada para emitir nossa opinião.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis consolidadas de 2011, antes dos ajustes efetuados em decorrência das mudanças retrospectivas de prática contábil descritas na Nota Explicativa 2.3, representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, os resultados consolidados das operações da Companhia e seus fluxos de caixa para o exercício findo em 31 de dezembro de 2011, de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board - IASB.

Não fomos contratados para auditar, revisar ou aplicar quaisquer outros procedimentos sobre os ajustes efetuados em decorrência das mudanças retrospectivas de prática contábil descritas na Nota Explicativa 2.3, as quais incluem a divulgação do balanço patrimonial em 1º de janeiro de 2012 e, portanto, não expressamos opinião ou qualquer forma de asseguarção se estes ajustes são devidos e se foram adequadamente implementados. Esses ajustes foram auditadas pelo auditor sucessor.

KPMG Auditores Independentes
Rio de Janeiro, Brasil
30 de março de 2012

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Balanço Patrimonial Consolidado

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e 2012 e 1º de janeiro de 2012 (Em milhões de dólares norte-americanos)

Ativo	Nota	31.12.2012			Passivo	Nota	31.12.2012		
		31.12.2013	(*)	(*)			31.12.2013	(*)	(*)
Circulante					Circulante				
Caixa e equivalentes de caixa	6	15.868	13.520	19.057	Fornecedores	16	11.919	12.124	11.863
Títulos e valores mobiliários	7	3.885	10.431	8.961	Financiamentos	17	8.001	7.479	10.067
Contas a receber, líquidas	8.1	9.670	11.099	11.756	Arrendamentos mercantis financeiros	18.1	16	18	44
Estoques	9	14.225	14.552	15.165	Imposto de renda e contribuição social correntes	21.1	281	345	263
Imposto de renda e contribuição social correntes	21.1	1.060	1.462	2.018	Outros impostos e contribuições	21.2	4.669	5.783	5.584
Outros impostos e contribuições	21.2	3.911	4.110	4.830	Dividendos propostos	21.2	3.970	3.011	2.067
Adiantamento a fornecedores		683	927	740	Salários, férias, encargos e participações		2.052	2.163	2.528
Outros ativos circulantes		946	1.550	2.065	Planos de pensão e saúde	22	816	788	761
		50.248	57.651	64.592	Outras contas e despesas a pagar		2.429	2.359	3.187
							34.153	34.070	36.364
Ativos classificados como mantidos para venda	10.3	2.407	143	–	Passivos sobre ativos classificados como mantidos para venda	10.3	1.073	–	–
		52.655	57.794	64.592			35.226	34.070	36.364
Não circulante					Não Circulante				
Realizável a longo prazo					Financiamentos	17	106.235	88.484	72.718
Contas a receber, líquidas	8.1	4.532	4.441	3.253	Arrendamentos mercantis financeiros	18.1	73	86	98
Títulos e valores mobiliários	7	131	176	3.064	Imposto de renda e contribuição social diferidos	21.3	9.906	11.976	12.558
Depósitos judiciais	31	2.504	2.696	2.080	Planos de pensão e saúde	22	11.757	19.436	15.057
Imposto de renda e contribuição social diferidos	21.3	1.130	1.277	787	Provisão para processos judiciais	31	1.246	1.265	1.088
Impostos e contribuições	21.2	5.380	5.223	4.912	Provisão para desmantelamento de áreas	20	7.133	9.441	4.712
Adiantamento a fornecedores		3.230	3.156	3.141	Outras contas e despesas a pagar		724	772	1.231
Outros ativos realizáveis a longo prazo		1.875	1.887	1.725			137.074	131.460	107.462
		18.782	18.856	18.962					
					Patrimônio líquido				
Investimentos	11.2	6.666	6.106	6.530	Capital social realizado	24	107.371	107.362	107.355
Imobilizado	12.1	227.901	204.901	182.918	Contribuição adicional de capital		395	349	316
Intangível	13.1	15.419	39.739	43.412	Reservas de lucros		75.689	67.238	60.142
		268.768	269.602	251.822	Outros resultados abrangentes acumulados		(34.928)	(14.235)	3.503
					Patrimônio líquido Petrobras		148.527	160.714	171.316
					Participação dos acionistas não controladores		596	1.152	1.272
					Patrimônio líquido Total		149.123	161.866	172.588
Total do ativo		321.423	327.396	316.414	Total do passivo e patrimônio líquido		321.423	327.396	316.414

(*) Reapresentado, conforme nota explicativa 2.3

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Demonstração do Resultado Consolidada

31 de Dezembro de 2013, 2012 e 2011 (Em milhões de dólares norte-americanos)

	Nota	2013	2012	2011
Receita de vendas	25	141.462	144.103	145.915
Custo dos produtos e serviços vendidos		(108.254)	(107.534)	(99.595)
Lucro bruto		33.208	36.569	46.320
Receitas (despesas)				
Vendas		(4.904)	(4.927)	(5.346)
Gerais e administrativas		(4.982)	(5.034)	(5.161)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás		(2.959)	(3.994)	(2.630)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico		(1.132)	(1.143)	(1.454)
Tributárias		(780)	(386)	(460)
Outras despesas operacionais, líquidas	26	(2.237)	(4.185)	(3.984)
		(16.994)	(19.669)	(19.035)
Lucro antes do resultado financeiro, participação e impostos		16.214	16.900	27.285
Receitas Financeiras		1.815	3.659	3.943
Despesas Financeiras		(2.673)	(2.016)	(1.424)
Variações cambiais e monetárias		(1.933)	(3.569)	(2.443)
Resultado financeiro líquido	28	(2.791)	(1.926)	76
Resultado de participações em investimentos		507	43	230
Participação dos empregados e administradores	23	(520)	(524)	(867)
Lucro antes dos impostos		13.410	14.493	26.724
Imposto de renda e contribuição social	21.4	(2.578)	(3.562)	(6.732)
Lucro líquido		10.832	10.931	19.992
Lucro (perda) líquido (a) atribuível aos:				
Acionistas da Petrobras		11.094	11.034	20.121
Acionistas não controladores		(262)	(103)	(129)
		10.832	10.931	19.992
Lucro básico e diluído pela média ponderada das ações ordinárias e preferenciais (em US\$)	24.6	0,85	0,85	1,54

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Demonstração do Resultado Abrangente Consolidada

31 de Dezembro de 2013, 2012 e 2011 (Em milhões de dólares norte-americanos)

	2013	2012 (*)	2011 (*)
Lucro líquido	10.832	10.931	19.992
Itens que não serão reclassificados para o resultado:			
Ganhoss (Perdas) atuariais com planos de benefícios definidos	7.248	(4.693)	(1.807)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(2.153)	1.533	710
Ajustes acumulados de conversão	(20.397)	(14.049)	(21.859)
	(15.302)	(17.209)	(22.956)
Itens que poderão ser reclassificados para resultado:			
Resultados não realizados em títulos disponíveis para a venda			
Reconhecidos no patrimônio líquido	1	498	81
Transferidos para o resultado	(43)	(714)	8
Imposto de renda e contribuição social diferidos	15	72	(30)
	(27)	(144)	59
Resultados não realizados com hedge de fluxo de caixa			
Reconhecidos no patrimônio líquido	(6.265)	(3)	(33)
Transferidos para o resultado	312	7	5
Imposto de renda e contribuição social diferidos	2.030	1	-
	(3.923)	5	(28)
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em Investidas	(236)	-	6
	(4.186)	(139)	37
Outros resultados abrangentes:	(19.488)	(17.348)	(22.919)
Resultado Abrangente Total	(8.656)	(6.417)	(2.927)
Resultado abrangente atribuível aos:			
Acionistas da Petrobras	(8.263)	(6.136)	(2.773)
Acionistas não controladores	(393)	(281)	(154)
Resultado abrangente total	(8.656)	(6.417)	(2.927)

(*) Reapresentado, conforme nota explicativa 2.3

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido Consolidada

31 de Dezembro de 2013, 2012 e 2011 (Em milhões de dólares norte-americanos)

	Contrib. adicional de capital			Outros resultados abrangentes			Reservas de Lucros							Total do patrimônio líquido
	Capital subscrito e integralizado	Gasto com emissão de ações	Mudança de participação em Subsidiárias	Ajuste acumulado de conversão	Ganho (perdas) atuariais com planos de benefício definido	Outros resultados abrangentes e custo atribuído	Legal	Estatutária	Incentivos fiscais	Retenção de lucros	Lucros acumulados	Patrimônio líquido atribuível aos acionistas	Participação dos acionistas não controladores	
Saldos em 01 de janeiro de 2011 (*)	107.341	(279)	286	30.130	(3.343)	215	5.806	571	698	39.342	(82)	180.685	1.839	182.524
Aumento de capital com reservas	14								(14)					
Realização do custo atribuído						(6)				6				
Mudanças de participação em subsidiárias			309									309	(292)	17
Lucro Líquido										20.121		20.121	(129)	19.992
Outros resultados abrangentes				(22.433)	(1.097)	37				599		(22.894)	(25)	(22.919)
Destinações:														
Aprop. do lucro líquido em reservas							1.006	537	43	12.235	(13.821)			
Dividendos										(6.905)		(6.905)	(121)	(7.026)
Saldos em 31 de dezembro de 2011 (*)	107.355	(279)	595	7.697	(4.440)	246	6.812	1.108	727	51.577	(82)	171.315	1.272	172.588
Aumento de capital com reservas	7								(7)					
Realização do custo atribuído						(5)				5				
Mudanças de participação em subsidiárias			33									33	270	303
Lucro Líquido										11.034		11.034	(103)	10.931
Outros resultados abrangentes				(14.434)	(3.160)	(139)				563		(17.170)	(178)	(17.348)
Destinações:														
Aprop. do lucro líquido em reservas							552	537	9	6.005	(7.103)			
Dividendos										(4.499)		(4.499)	(109)	(4.608)
Saldos em 31 de dezembro de 2012 (*)	107.362	(279)	628	(6.737)	(7.600)	102	7.364	1.645	729	57.582	(82)	160.713	1.152	161.866
Aumento de capital com reservas	9								(9)					
Realização do custo atribuído						(5)				5				
Mudanças de participação em subsidiárias			46									46	(102)	(56)
Lucro Líquido										11.094		11.094	(262)	10.832
Outros resultados abrangentes				(21.597)	5.095	(4.186)				1.331		(19.357)	(131)	(19.488)
Destinações:														
Aprop. do lucro líquido em reservas							555	537	9	7.277	(8.378)			
Dividendos										(3.970)		(3.970)	(61)	(4.031)
Saldos em 31 de dezembro de 2013	107.371	(279)	674	(28.334)	(2.505)	(4.089)	7.919	2.182	729	64.859		148.527	596	149.123
	107.371		395			(34.928)				75.689		148.527	596	149.123

(*) Reapresentado em decorrência da revisão do IAS 19 - "Benefícios a empregados", conforme nota explicativa 2.3. As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Demonstração do Fluxo de Caixa Consolidada

31 de Dezembro de 2013, 2012 e 2011 (Em milhões de dólares norte-americanos)

	2013	2012	2011
Fluxos de caixa das atividades operacionais			
Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras	11.094	11.034	20.121
Ajustes para:			
Resultado dos acionistas não controladores	(262)	(103)	(129)
Resultado de participações em investimentos	(507)	(43)	(230)
Depreciação, depleção e amortização	13.188	11.119	10.535
Perda na recuperação de ativos	1.125	880	1.056
Baixa de poços secos	1.892	2.847	1.480
Resultado com alienação de bens baixados do ativo permanente	(1.764)	2	527
Variações cambiais, monetárias e encargos financeiros sobre financiamentos e operações de mútuo e outras operações	3.167	4.308	3.799
Imposto de renda e contribuição social diferidos, líquidos	402	1.266	3.599
Despesa atuarial de planos de pensão e saúde	2.566	2.091	1.730
Redução/(aumento) de ativos			
Contas a receber, líquidas	(1.142)	(1.522)	(2.326)
Estoques	(2.128)	(1.864)	(5.035)
Outros ativos	(212)	(1.990)	(2.537)
Aumento/(Redução) de passivos			
Fornecedores	1.108	1.039	2.455
Impostos, taxas e contribuições	(1.517)	(151)	(1.991)
Planos de pensão e de saúde	(796)	(735)	(837)
Outros passivos	75	(290)	1.481
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais	26.289	27.888	33.698
Atividades de investimentos			
Aquisições de Imobilizados e Intangíveis	(45.110)	(40.802)	(41.377)
Adições em Investimentos	(199)	(146)	(336)
Recebimentos pela venda de ativos (Desinvestimentos)	3.820	276	-
Investimentos em títulos e valores mobiliários	5.718	2.051	6.683
Dividendos recebidos	146	241	411
Fluxo de caixa usado nas atividades de investimentos	(35.625)	(38.379)	(34.619)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos			
Participação de acionistas não controladores	(70)	255	27
Captações	39.542	25.205	23.951
Amortizações de principal	(18.455)	(11.347)	(8.750)
Amortizações de juros	(5.066)	(4.772)	(4.574)
Dividendos pagos a acionistas	(2.656)	(3.272)	(6.422)
Recursos líquidos gerados nas atividades de financiamentos	13.295	6.069	4.232
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	(1.611)	(1.115)	(1.909)
Variação líquida de caixa e equivalentes de caixa no exercício	2.348	(5.537)	1.402
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	13.520	19.057	17.655
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	15.868	13.520	19.057

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas Explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

1. A Companhia e suas operações

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

2. Base de apresentação das informações contábeis

2.1. Declaração de conformidade e autorização das demonstrações financeiras

As informações contábeis consolidadas estão sendo apresentadas de acordo de acordo com os padrões internacionais de demonstrações contábeis (IFRS) emitidos pelo *International Accounting Standards Board* – IASB. As informações são apresentadas em dólares norte-americanos.

Essas informações contábeis são apresentadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto por ativos financeiros classificadas como disponíveis para venda, ativos e passivos financeiros mensurados pelo valor justo (incluindo instrumentos financeiros derivativos mensurados ao justo valor com ganhos e perdas registradas no resultado) e alguns ativos e passivos não circulantes, conforme detalhados no sumário de práticas contábeis apresentado posteriormente.

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

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 25 de fevereiro de 2014, aprovou e autorizou a divulgação destas informações.

2.2. Moeda de apresentação e moeda funcional

A moeda funcional da Petrobras, assim como a de suas controladas brasileiras, é o real. A moeda funcional da maior parte das que atuam em ambiente econômico internacional é o dólar norte-americano. A moeda funcional da Petrobras Argentina S.A. é o peso argentino.

A Petrobras adota como moeda de apresentação o dólar norte-americano. As demonstrações financeiras foram convertidas da moeda funcional (real) para a moeda de apresentação (dólar norte-americano), de acordo com o IAS 21 – “Efeitos das Mudanças nas Taxas de Câmbio”. Os ativos e passivos são convertidos para dólares norte-americanos pela taxa de câmbio da data do balanço (fechamento); receitas e despesas, bem como os fluxos de caixa são convertidos para dólares norte-americanos pela taxa média prevalecente ao longo do ano. As variações cambiais decorrentes da conversão das demonstrações financeiras da moeda funcional para a moeda de apresentação são reconhecidas como ajustes acumulados de conversão (CTA) em “outros resultados abrangentes” na demonstração das mutações do patrimônio Líquido.

Os ajustes acumulados de conversão foram zerados em 1º de janeiro de 2009 (data da transição para IFRS).

2.3. Apresentação retrospectiva de itens das demonstrações contábeis

As Demonstrações Contábeis em 31 de dezembro de 2012 e em 1º de janeiro de 2012 estão sendo reapresentadas para fins comparativos, contemplando os seguintes efeitos:

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

a) Revisão do IAS 19 - Benefícios a Empregados

Em 2013 entrou em vigor a revisão do IASB sobre a norma IAS 19 - Benefícios a Empregados, que eliminou a possibilidade do diferimento das perdas/ganhos atuariais dos planos de pensão e saúde (método corredor) e requer o cálculo dos juros líquidos com base na aplicação da taxa de desconto sobre o saldo dos passivos líquidos de ativos do plano.

Em decorrência desta alteração a Companhia reconheceu em suas demonstrações contábeis consolidadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2012 um aumento do passivo atuarial líquido em US\$ 10.161 (US\$ 6.179 em 1º de janeiro de 2012), tendo como contrapartida uma redução do passivo fiscal diferido de US\$ 2.988 (US\$ 1.657 em 1º de janeiro de 2012) e do patrimônio líquido de US\$ 7.173 (US\$ 4.522 em 1º de janeiro de 2012).

b) Compensação do imposto de renda e contribuição social, diferidos

A companhia passou a apresentar o imposto de renda e contribuição social diferidos em base líquida no ativo ou no passivo, considerando os saldos de cada uma das empresas consolidadas, refletindo na redução de US\$ 4.249 no ativo e no passivo consolidados (redução de US\$ 3.500 em 1º de janeiro de 2012).

Estas alterações não geraram impactos materiais aos resultados e aos fluxos de caixa da Companhia.

A seguir são apresentados os efeitos das reclassificações para comparabilidade nos itens do balanço patrimonial:

	31.12.2012				01.01.2012			
	Divulgado (*)	(a) Efeito da Revisão do IAS 19	(b) IR e CSLL diferidos, líquidos	Reapresentado	Divulgado (*)	(a) Efeito da Revisão do IAS 19	(b) IR e CSLL diferidos, líquidos	Reapresentado
Balanço Patrimonial								
Ativo não circulante								
Imposto de renda e contribuição social, diferidos	5.526	-	(4.249)	1.277	4.287	-	(3.500)	787
Passivo não circulante								
Planos de pensão e saúde	9.275	10.161		19.436	8.878	6.179		15.057
Imposto de renda e contribuição social, diferidos	19.213	(2.988)	(4.249)	11.976	17.715	(1.657)	(3.500)	12.558
Patrimônio líquido								
Outros resultados abrangentes	(7.144)	(7.091)	-	(14.235)	7.943	(4.440)	-	3.503
Reserva de Lucros (lucros acumulados)	67.320	(82)		67.238	60.224	(82)		60.142

(*) Divulgado nas demonstrações contábeis do exercício findo em 31 de dezembro de 2012.

	31.12.2012		31.12.2011		01.01.2011	
	Ganho (perdas) atuariais com planos de benefício definido	Lucros acumulados	Ganho (perdas) atuariais com planos de benefício definido	Lucros acumulados	Ganho (perdas) atuariais com planos de benefício definido	Lucros acumulados
Demonstração das mutações no patrimônio líquido						
Outros Resultados Abrangentes						
Divulgado (*)	-	-	-	-	-	-
Reapresentado	(7.600)	-	(4.440)	-	(3.343)	-
Lucros Acumulados						
Divulgado (*)	-	-	-	-	-	-
Reapresentado	-	(82)	-	(82)	-	(82)

(*) Divulgado nas demonstrações contábeis do exercício findo em 31 de dezembro de 2012.

(**) Divulgado nas demonstrações contábeis do exercício findo em 31 de dezembro de 2011.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

	2012		2011	
	Reapresentad Divulgado (*)	o	Reapresentad Divulgado (*)	o
Demonstração do resultado abrangente				
Outros resultados abrangentes				
Ganhos (Perdas) atuariais com planos de benefícios definidos	-	(4.693)	-	1.807
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	1.533	-	(710)

3. Sumario das principais praticas contábeis

As práticas contábeis descritas abaixo foram aplicadas de maneira consistente pela Companhia nas demonstrações contábeis apresentadas.

3.1. Base de consolidação

As demonstrações contábeis consolidadas abrangem informações da Petrobras e das suas controladas (subsidiárias). O controle é obtido quando a Petrobras possui: i) poder sobre a investida; ii) exposição a, ou direitos sobre, retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a investida; e iii) a capacidade de utilizar seu poder sobre a investida para afetar o valor de seus retornos.

Subsidiárias são consolidadas a partir da data em que o controle é obtido até a data em que esse controle deixa de existir, utilizando práticas contábeis consistentes às adotadas pela Companhia.

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

As empresas consolidadas são as seguintes:

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

Subsidiárias e controladas	Participação no capital - Subscrito, integralizado e votante %	
	2013	2012
Petrobras Distribuidora S.A. - BR e suas controladas	100,00	100,00
Braspetro Oil Services Company - Brasoil e suas controladas (i)	100,00	100,00
Petrobras International Braspetro B.V. - PIBBV e suas controladas (i) (ii)	100,00	100,00
Petrobras Comercializadora de Energia Ltda. - PBEN (iii)	100,00	100,00
Petrobras Negócios Eletrônicos S.A. – E-PETRO (iv)	100,00	100,00
Petrobras Gás S.A. - Gaspetro e suas controladas	99,99	99,99
Petrobras International Finance Company - PifCo (i)	100,00	100,00
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro e suas controladas	100,00	100,00
Downstream Participações Ltda.	99,99	99,99
Petrobras Netherlands B.V. - PNBV e suas controladas (i)	100,00	100,00
5283 Participações Ltda.	100,00	100,00
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	99,00	99,00
Baixada Santista Energia S.A.	100,00	100,00
Sociedade Fluminense de Energia Ltda. – SFE (vi)	–	100,00
Termoçu S.A. (vii) (viii)	100,00	–
Termo Ceará Ltda.	100,00	100,00
Termomacaé Ltda.	100,00	100,00
Termomacaé Comercializadora de Energia Ltda.	100,00	100,00
Termobahia S.A.	98,85	98,85
Ibiritermo S. A. (x)	50,00	50,00
Petrobras Biocombustível S.A.	100,00	100,00
Refinaria Abreu e Lima S.A. (vi)	–	100,00
Companhia Locadora de Equipamentos Petrolíferos S.A. – CLEP	100,00	100,00
Comperj Participações S.A. (vi)	–	100,00
Comperj Estirênicos S.A. (vi)	–	100,00
Comperj MEG S.A. (vi)	–	100,00
Comperj Poliolefinas S.A. (vi)	–	100,00
Cordoba Financial Services Gmbh - CFS e sua controlada (i)	100,00	100,00
Breitener Energética S.A. e suas controladas	93,66	93,66
Cayman Cabiunas Investment CO. (ix)	–	100,00
Innova S.A.	100,00	100,00
Companhia de Desenvolvimento de Plantas Utilidades S.A. - CDPU (v)	–	100,00
Companhia de Recuperação Secundária S.A. - CRSEC (vi)	–	100,00
Arembepe Energia S.A.	100,00	100,00
Energética Camaçari Muricy S.A.	100,00	71,60
Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco S.A. - CITEPE	100,00	100,00
Companhia Petroquímica de Pernambuco S.A. - PetroquímicaSuape	100,00	100,00
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG	100,00	100,00
Liquigás S.A.	100,00	100,00
Araucária Nitrogenados S.A. (vii)	100,00	–
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC (viii) (x)	50,00	–

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

(ii) Participação de 11,87% da 5283 Participações Ltda.

(iii) Participação de 0,09% da Petrobras Gás S.A. - Gaspetro.

(iv) Participação de 0,05% da Downstream.

(v) Empresa incorporada pela COMPERJ Participações S.A.

(vi) Empresa incorporada pela Petrobras

(vii) Aquisição de controle (combinação de negócios).

(viii) Empresa avaliada pelo método de equivalência patrimonial em 2012.

(ix) Empresa extinta.

(x) Operação em conjunto.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

Entidades estruturadas consolidadas	Principal segmento de atuação	
	País	
Charter Development LLC – CDC (i)	E.U.A	E&P
Companhia de Desenvolvimento e Modernização de Plantas Industriais – CDMPI	Brasil	Abast
PDET Offshore S.A.	Brasil	E&P
Nova Transportadora do Nordeste S.A. - NTN	Brasil	Gás e Energia
Nova Transportadora do Sudeste S.A. - NTS	Brasil	Gás e Energia
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Não-padronizados do Sistema Petrobras	Brasil	Corporativo

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

A Petrobras não tem participação acionária nas entidades estruturadas consolidadas, no entanto, o controle é determinado pelo poder que a Companhia possui sobre as atividades operacionais relevantes dessas entidades.

3.2. Relatórios por segmento de negócio

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

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

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

- Exploração e Produção (E&P): abrange as atividades de exploração, desenvolvimento da produção e produção de petróleo, LGN (líquido de gás natural) e gás natural no Brasil, objetivando atender, prioritariamente, as refinarias do país e, ainda, comercializando nos mercados interno e externo o excedente de petróleo, bem como derivados produzidos em suas plantas de processamento de gás natural, atuando, também, de forma associada com outras empresas em parcerias.
- Abastecimento: contempla as atividades de refino, logística, transporte e comercialização de derivados e petróleo, exportação de etanol, extração e processamento de xisto, além das participações em empresas do setor petroquímico no Brasil.
- Gás e Energia: engloba as atividades de transporte e comercialização do gás natural produzido no país ou importado, de transporte e comercialização de GNL, de geração e comercialização de energia elétrica, assim como as participações societárias em transportadoras e distribuidoras de gás natural e em termoelétricas no Brasil, além de ser responsável pelos negócios com fertilizantes.
- Biocombustível: contempla as atividades de produção de biodiesel e seus co-produtos e as atividades de etanol, através de participações acionárias, da produção e da comercialização de etanol, açúcar e o excedente de energia elétrica gerado a partir do bagaço da cana-de-açúcar.
- Distribuição: responsável pela distribuição de derivados, etanol e gás natural veicular no Brasil, representada principalmente pelas operações da Petrobras Distribuidora.
- Internacional: abrange as atividades de exploração e produção de petróleo e gás, de abastecimento, de gás e energia e de distribuição, realizadas no exterior, em diversos países das Américas, África, Europa e Ásia.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

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

3.3. Instrumentos financeiros

3.3.1. Caixa e equivalentes de caixa

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

3.3.2. Títulos e valores mobiliários

Investimentos em títulos e valores mobiliários compreendem investimentos em títulos de dívida e patrimônio. Estes instrumentos são inicialmente mensurados ao valor justo e são classificados e mensurados subsequentemente conforme abaixo:

- Valor justo por meio do resultado: Incluem títulos adquiridos ou incorridos principalmente para a finalidade de venda ou de recompra em prazo muito curto. São mensurados subsequentemente à aquisição ao valor justo. Alterações no valor justo são reconhecidas no resultado.
- Mantidos até o vencimento: Incluem títulos não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis com vencimentos definidos para os quais a Companhia tem intenção e capacidade de manter até o vencimento. São mensurados subsequentemente à aquisição pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa de juros efetiva.
- Disponíveis para venda: Incluem títulos não derivativos que são designados como disponíveis para venda ou que não são classificados como investimentos mantidos até o vencimento ou pelo valor justo por meio do resultado. São mensurados subsequentemente ao valor justo. Alterações no valor justo são reconhecidas em outros resultados abrangentes, no patrimônio líquido, e reclassificadas para resultado quando o instrumento é desreconhecido.

Alterações posteriores atribuíveis a juros, variação cambial e inflação são reconhecidas no resultado para todas as categorias, quando aplicáveis.

3.3.3. Contas a receber

São contabilizados inicialmente pelo valor justo da contraprestação a ser recebida e, subsequentemente, mensurados pelo custo amortizado, com o uso do método da taxa de juros efetiva, sendo deduzidas as perdas por redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*) e crédito de liquidação duvidosa.

A Companhia reconhece as perdas em créditos de liquidação duvidosa quando existe evidência objetiva de perda no valor recuperável, como resultado de um ou mais eventos que ocorreram após o reconhecimento inicial do ativo, que impactam os fluxos de caixa futuros estimados e que possam ser confiavelmente estimadas. Evidências de perdas incluem: casos de dificuldades financeiras significativas e probabilidade significativas do cliente entrar com pedido de falência ou recuperação judicial.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

3.3.4. Empréstimos e financiamentos

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

3.3.5. Instrumentos financeiros derivativos

Instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos como ativos ou passivos no balanço patrimonial e mensurados inicialmente e subsequentemente ao valor justo.

Ganhos ou perdas resultantes das alterações no valor justo são reconhecidas no resultado financeiro, exceto quando o derivativo é qualificado e designado para contabilidade de hedge (hedge accounting).

3.3.6. Contabilidade de *hedge*

No início da contabilidade de hedge, a Companhia elabora documentação formal da relação de hedge e do objetivo e estratégia da gestão de risco.

As relações de hedge que se qualificam como hedge accounting são: (i) hedge de valor justo, quando se refere a hedge de exposição às alterações no valor justo de ativo ou passivo reconhecido ou de compromisso firme não reconhecido, ou de parte identificada de tal ativo, passivo ou compromisso firme; (ii) hedge de fluxos de caixa, quando se refere a hedge de exposição à variabilidade nos fluxos de caixa que seja atribuível a um risco particular associado a um ativo ou passivo reconhecido ou a uma transação prevista altamente provável.

Nas operações envolvendo instrumentos financeiros derivativos designados e qualificados como hedge de valor justo, os ganhos ou perdas resultantes da mensuração ao valor justo do instrumento e do objeto de hedge são reconhecidos no resultado.

Para hedges qualificados como de fluxo de caixa, a Companhia designa instrumentos financeiros derivativos e não-derivativos, sendo a parcela efetiva dos ganhos e perdas decorrentes das variações do valor justo reconhecida no patrimônio líquido e transferida para o resultado quando o item protegido for efetivamente realizado. A parcela não efetiva do hedge é registrada no resultado do período.

Quando um instrumento de hedge vence ou é liquidado antecipadamente, quando um hedge não atende mais aos critérios de contabilização de hedge, ou quando a Administração decide revogar a designação de hedge accounting, o ganho ou perda acumulado permanece reconhecido no patrimônio. A reclassificação do ganho ou perda para o resultado é realizada quando a transação prevista ocorre. Quando não se espera mais que uma operação prevista ocorra, o ganho ou a perda acumulado no patrimônio é imediatamente transferido para a demonstração do resultado.

3.4. Estoques

Os estoques são mensurados pelo seu custo médio ponderado de aquisição ou de produção e compreende, principalmente, petróleo bruto, intermediários e derivados de petróleo, assim como gás natural e gás natural liquefeito (GNL), fertilizantes e biocombustíveis, ajustados, quando aplicável, ao seu valor de realização líquido.

Os estoques de petróleo e gás natural liquefeito (GNL) podem ser comercializados em estado bruto, assim como consumidos no processo de produção de seus derivados e/ou utilizados para geração de energia, respectivamente.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

Os intermediários são formados por correntes de produtos que já passaram por pelo menos uma unidade de processamento, mas ainda necessitam ser processados, tratados ou convertidos para serem disponibilizados para venda.

Os biocombustíveis compreendem, principalmente, os saldos de estoques de etanol e biodiesel.

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

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

Os estoques incluem as importações em andamento, que são demonstradas ao custo identificado.

3.5. Investimentos societários

Coligada é a entidade sobre a qual a Companhia possui influência significativa, definida como o poder de participar das decisões sobre políticas financeiras e operacionais de uma investida, mas sem que haja o controle individual ou conjunto dessas políticas.

Em um negócio em conjunto duas ou mais partes têm o controle conjunto, podendo ser uma operação em conjunto ou um empreendimento controlado em conjunto, dependendo dos direitos e obrigações das partes.

Enquanto em uma operação em conjunto, as partes integrantes têm direitos sobre os ativos e obrigações sobre os passivos relacionados ao negócio, em um empreendimento controlado em conjunto, as partes têm direitos sobre os ativos líquidos do negócio.

Os resultados e os ativos e passivos das coligadas e dos empreendimentos controlados em conjunto são reconhecidos pelo método de equivalência patrimonial.

A companhia reconhece a totalidade dos seus ativos, passivos e as respectivas receitas e despesas nas operações controladas em conjunto. Adicionalmente, reconhece a sua parcela nas receitas e despesas, bem como dos ativos e passivos detidos em conjunto.

3.6. Combinação de negócios e *goodwill*

Aquisições de negócios são reconhecidas pelo método da aquisição quando o controle é obtido. Transações envolvendo empresas sob controle comum não configuram uma combinação de negócios.

O referido método requer que os ativos identificáveis adquiridos e os passivos assumidos sejam mensurados pelo seu valor justo. O montante pago, acima desse valor deve ser reconhecido como ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*). Quando o custo de aquisição for menor que o valor justo dos ativos líquidos adquiridos, um ganho proveniente de compra vantajosa é reconhecido no resultado.

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

Nas aquisições de participação em coligadas e empreendimentos controlados em conjunto, sem a obtenção de controle, apesar de não configurarem uma combinação de negócios, o *goodwill* é mensurado pelo excesso do custo de aquisição sobre os ativos líquidos adquiridos e é apresentado no investimento.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

3.7. Gastos com exploração e desenvolvimento de petróleo e gás natural

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

- Gastos relacionados com atividades de geologia e geofísica são reconhecidos como despesas no período em que são incorridos.
- Valores relacionados à obtenção de direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural são inicialmente capitalizados.
- Custos exploratórios diretamente associados à perfuração de poços são inicialmente capitalizados no ativo imobilizado até que sejam constatadas ou não reservas provadas relativas ao poço. Os custos posteriores à perfuração do poço continuam a ser capitalizados desde que o volume de reservas descobertos justifique o seu reconhecimento futuro como poço produtor e estudos das reservas e da viabilidade econômica e operacional do empreendimento estiverem em curso. Uma comissão interna de executivos técnicos da Petrobras revisa mensalmente as condições de cada poço, levando-se em consideração os dados de geologia, geofísica e engenharia, condições econômicas, métodos operacionais e regulamentações governamentais.
- Poços exploratórios secos ou sem viabilidade econômica e os demais custos vinculados às reservas não comerciais são reconhecidos como despesa no período, quando identificados como tal.
- Construção, instalação e conclusão de infra-estrutura, tais como plataformas, dutos, perfuração de poços de desenvolvimento e outros custos relacionados ao desenvolvimento de reservas provadas e economicamente viáveis são capitalizados no ativo imobilizado.

3.8. Imobilizado

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

Os gastos relevantes com manutenções das unidades industriais e dos navios, que incluem peças de reposição, serviços de montagem, entre outros, são registrados no imobilizado, se os critérios de reconhecimento forem atendidos. Os gastos compreendem: substituição de determinados ativos ou parte de ativos, serviços de instalação dos equipamentos, e outros custos relacionados. Essas manutenções ocorrem, em média, a cada quatro anos e seus gastos são capitalizados e depreciados de forma linear, com base na estimativa de duração do ciclo.

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

Os ativos de exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural são depreciados/amortizados a partir do início da produção do campo pelo método das unidades produzidas, exceto para os ativos cuja vida útil seja inferior a do campo que utiliza o método linear, considerando os seguintes critérios:

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

- equipamentos e instalações cativos aos respectivos poços desenvolvidos são depreciados de acordo com o método das unidades produzidas, considerando o volume de produção mensal em relação às reservas provadas desenvolvidas de cada campo produtor; e
- direitos e concessões, como o bônus de assinatura, são amortizados de acordo com o método das unidades produzidas, considerando o volume de produção mensal em relação às reservas provadas totais de cada campo produtor.

Os terrenos não são depreciados. Os outros bens do imobilizado são depreciados pelo método linear com base nas vidas úteis estimadas, que estão demonstradas por classe de ativo na nota explicativa 12.

3.9. Intangível

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

Os direitos e concessões correspondentes aos bônus de assinatura das concessões e cessão onerosa, quando da declaração de comercialidade dos campos, são reclassificados para conta do ativo imobilizado. Os bônus de assinatura das concessões e a cessão onerosa, enquanto estão no ativo intangível não são amortizados, sendo os demais intangíveis de vida útil definida amortizados linearmente pela vida útil estimada.

Ativos intangíveis gerados internamente não são capitalizados, sendo reconhecidos como despesa no resultado do período em que foram incorridos, exceto os gastos com desenvolvimento que atendam aos critérios de reconhecimento relacionados à conclusão e uso dos ativos, geração de benefícios econômicos futuros, dentre outros.

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

3.10. Redução ao valor recuperável de ativos – *Impairment*

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

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

O valor em uso é estimado com base no valor presente dos fluxos de caixa futuros decorrentes do uso contínuo dos respectivos ativos, considerando as melhores estimativas da Companhia. Os fluxos de caixa são ajustados

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

pelos riscos específicos e utilizam taxas de desconto pré-imposto, que derivam do custo médio ponderado de capital (WACC) pós-imposto. As principais premissas dos fluxos de caixa são: preços baseados no último plano estratégico divulgado, curvas de produção associadas aos projetos existentes no portfólio da Companhia, custos operacionais de mercado e investimentos necessários para realização dos projetos.

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

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

3.11. Arrendamentos mercantis

Os arrendamentos mercantis que transferem substancialmente a maioria dos riscos e benefícios sobre o ativo objeto do arrendamento são classificados como arrendamento financeiro.

Para os arrendamentos mercantis financeiros em que a Companhia é a arrendatária, ativos e passivos são reconhecidos pelo valor justo do item arrendado, ou se inferior, ao valor presente dos pagamentos mínimos do arrendamento mercantil, ambos determinados no início do arrendamento.

Ativos arrendados capitalizados são depreciados na mesma base que a Companhia utiliza os ativos que possui propriedade. Quando não há uma certeza razoável que a Companhia irá obter a propriedade do bem ao final do contrato, os ativos arrendados são depreciados pelo menor prazo entre a vida útil estimada do ativo e o prazo do contrato.

Quando a Companhia é arrendadora do bem um contas a receber é constituído por valor igual ao investimento líquido no arrendamento mercantil.

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

Pagamentos contingentes são reconhecidos como despesas quando incorridos.

3.12. Ativos classificados como mantidos para venda

Os ativos e eventuais passivos associados são classificados como mantidos para venda quando seu valor contábil for recuperável, principalmente, por meio de uma venda. Essa condição só é alcançada quando a alienação for aprovada pela Administração da Companhia, o ativo estiver disponível para venda imediata em suas condições atuais e existir a expectativa de que a venda ocorra em até 12 meses após a classificação como disponível para venda.

Contudo, nos casos em que comprovadamente o atraso for causado por acontecimentos ou circunstâncias fora do controle da Companhia e se ainda houver evidências suficientes da alienação, a classificação pode ser mantida.

Estes ativos e seus passivos associados devem ser mensurados pelo menor valor entre o contábil e o valor justo líquido das despesas de venda. Os ativos e passivos relacionados são apresentados de forma segregada no balanço patrimonial.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

3.13. Desmantelamento de áreas

Representam os gastos futuros com a obrigação para recuperar o meio ambiente e para desmobilizar e desativar as unidades produtivas, em função da exaustão da área explorada ou pela suspensão permanentes das atividades na área por razões econômicas.

São reconhecidos no Imobilizado pelo seu valor presente, descontada a uma taxa ajustada ao risco, como parte do valor dos ativos que lhes deu origem, desde que exista obrigação legal e seu valor possa ser estimado em bases confiáveis, tendo como contrapartida o registro de uma provisão no passivo da Companhia.

Os juros incorridos pela atualização da provisão estão classificados como despesas financeiras. As estimativas de desmantelamento de área revisadas anualmente sofrem depreciação/amortização nas mesmas bases dos ativos principais.

A obrigação futura com desmantelamento de área de produção é registrada no momento da declaração de comercialidade de cada campo e é revisada anualmente.

A depreciação /amortização é realizada com base no método das unidades produzidas, considerando as reservas provadas desenvolvidas.

3.14. Provisões e passivos contingentes

As provisões são reconhecidas quando existir uma obrigação presente como resultado de um evento passado e seja provável que uma saída de recursos incluindo benefícios econômicos será necessária para liquidar a obrigação, cujo valor possa ser estimado de maneira confiável.

Os passivos contingentes não são reconhecidos no balanço, porém são objeto de divulgação em notas explicativas quando a probabilidade de saída de recursos for possível, inclusive aqueles cujos valores não possam ser estimados.

3.15. Imposto de renda e contribuição social

As despesas de imposto de renda e contribuição social do período compreendem os impostos correntes e diferidos.

Para fins de apuração do imposto de renda e da contribuição social sobre o lucro corrente, a Companhia adotou o Regime Tributário de Transição (RTT) para garantir a neutralidade na determinação do lucro tributável com a adoção dos IFRS. O RTT se baseia na legislação societária/fiscal brasileira, vigente em 31 de Dezembro de 2007.

a) Imposto de renda e contribuição social correntes

O imposto de renda e a contribuição social correntes são calculados com base no lucro tributável aplicando-se alíquotas vigentes no final do período que está sendo reportado.

b) Imposto de renda e contribuição social diferidos

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

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são calculados aplicando-se alíquotas que se espera que sejam aplicáveis no período quando for realizado o ativo ou liquidado o passivo, com base nas alíquotas (e legislação fiscal) que estejam em vigor ao final do período que está sendo reportado.

3.16. Benefícios concedidos a empregados (pós-emprego)

Os compromissos atuariais com os planos de benefícios de pensão e aposentadoria definidos e os de assistência médica são provisionados com base em cálculo atuarial elaborado anualmente por atuário independente, de acordo com o método da unidade de crédito projetada, líquido dos ativos garantidores do plano, quando aplicável.

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

Mudanças na obrigação de benefício definido líquido (ativo) são reconhecidos quando incorridos da seguinte maneira: i) custo do serviço e juros líquidos, no resultado do exercício, e ii) remensurações, em outros resultados abrangentes.

O custo do serviço compreende: i) custo do serviço corrente, que é o aumento no valor presente da obrigação de benefício definido resultante do serviço prestado pelo empregado no período corrente; ii) custo do serviço passado, que é a variação no valor presente da obrigação de benefício definido por serviço prestado por empregados em períodos anteriores, resultante de alteração (introdução, mudanças ou o cancelamento de um plano de benefício definido) ou de redução (uma redução significativa, pela entidade, no número de empregados cobertos por um plano); e iii) qualquer ganho ou perda na liquidação (settlement).

Juros líquidos sobre o valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido é a mudança, durante o período, no valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido resultante da passagem do tempo.

Remensurações do valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido, reconhecidas em outros resultados abrangentes compreendem: i) ganhos e perdas atuariais; ii) retorno sobre os ativos do plano, excluindo valores incluídos nos juros líquidos sobre o valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido; e iii) qualquer mudança no efeito do teto de ativo (asset ceiling), excluindo valores incluídos nos juros líquidos sobre o valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido.

As premissas atuariais incluem: estimativas demográficas e econômicas, estimativas dos custos médicos, bem como dados históricos sobre as despesas e contribuições dos funcionários.

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

3.17. Capital social e remuneração aos acionistas

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

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

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

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

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

3.18. Subvenções e assistências governamentais

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

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

3.19. Reconhecimento de receitas, custo e despesas

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

As receitas com as vendas de petróleo, derivados, gás natural, biocombustíveis e outros produtos relacionados são reconhecidas no resultado quando a Companhia não mantém envolvimento continuado na gestão dos bens vendidos e tampouco efetivo controle sobre tais bens e todos os riscos e benefícios inerentes ao produto forem transferidos ao comprador, o que geralmente acontece no ato da entrega, de acordo com os termos do contrato de venda. As receitas de vendas de serviços de fretes e outros são reconhecidas em função de sua realização.

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

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

4. Estimativas e julgamentos relevantes

A preparação das demonstrações financeiras requer o uso de estimativas e julgamentos para determinadas operações e seus reflexos em ativos, passivos, receitas e despesas. As premissas utilizadas são baseadas no histórico e em outros fatores considerados relevantes, revisadas periodicamente pela Administração e cujos resultados reais podem diferir dos valores estimados.

A seguir são apresentadas informações apenas sobre práticas contábeis e estimativas que requerem elevado nível de julgamento ou complexidade em sua aplicação e que podem afetar materialmente a situação financeira e os resultados da Companhia.

4.1. Reservas de petróleo e gás natural

As reservas de petróleo e gás natural são calculadas tendo por base informações econômicas, geológicas e de engenharia, como perfis de poço, dados de pressão e dados de amostras de fluidos de perfuração, que são

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

utilizadas para o cálculo das taxas de depreciação no método de unidades produzidas e teste de recuperabilidade dos ativos (*impairment*).

A apuração dos volumes de reserva exige a aplicação de julgamentos e está sujeita a revisões anuais, ou em um intervalo menor, caso haja indício de alterações significativas, realizadas a partir de reavaliação de dados preexistentes e/ou novas informações disponíveis relacionadas à produção, reservatórios e geologia, bem como alterações em preços e custos utilizados. As revisões podem, também, resultar de alterações significativas na estratégia de desenvolvimento da Companhia ou da capacidade de produção de equipamentos e instalações.

As reservas de petróleo e gás natural incluem tanto as provadas como as não provadas. De acordo com as definições prescritas pela Securities and Exchange Commission (SEC), reservas provadas são as quantidades estimadas cujos dados de engenharia e geológicos demonstram, com razoável certeza, ser recuperáveis no futuro, a partir de reservatórios conhecidos e sob condições operacionais e econômicas existentes (preços e custos na data em que a estimativa é realizada). As reservas provadas são subdivididas em desenvolvidas e não desenvolvidas.

Reservas provadas desenvolvidas podem ser recuperadas através dos poços existentes, com os equipamentos e métodos presentes e representaram 59,9% do total de reservas provadas da Companhia em 31 de dezembro de 2013.

Embora a Companhia entenda que as reservas provadas serão produzidas, as quantidades e os prazos de recuperação podem ser afetados por diversos fatores, que incluem a conclusão de projetos de desenvolvimento, o desempenho dos reservatórios, aspectos regulatórios e alterações significativas nos níveis de preço de petróleo e gás natural no longo prazo.

Outras informações sobre reservas são apresentadas nas informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

a) Impacto das reservas de petróleo e gás natural na depreciação, amortização e exaustão

Depreciação, amortização e exaustão são mensuradas com base em estimativas de reservas elaboradas por profissionais especializados da Companhia, de acordo com as definições estabelecidas pela SEC. Revisões das reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas impactam de forma prospectiva os valores da depreciação e depleção reconhecidos nos resultados e os valores contábeis dos ativos de petróleo e gás natural.

Dessa forma, mantidas as demais variáveis constantes, uma redução na estimativa de reservas provadas aumentaria, prospectivamente, o valor de despesas com depreciação, enquanto um incremento das reservas resultaria em redução da depreciação.

Outras informações sobre depreciação e depleção são apresentadas nas notas explicativas 3.8 e 12.

b) Impacto das reservas de petróleo e gás natural e preços no teste de *impairment*

Para avaliar a recuperabilidade dos ativos relacionados à exploração e desenvolvimento de petróleo e gás natural, a Companhia utiliza o valor em uso, conforme nota 3.10. Em geral, as análises baseiam-se em reservas provadas e reservas prováveis. O percentual de reservas prováveis incluídos nos fluxos de caixa não excede os índices históricos de sucesso no desenvolvimento das reservas prováveis.

A gestão da Companhia realiza avaliações contínuas dos ativos, analisando sua recuperabilidade, para as quais utiliza a estimativa dos volumes de reservas de petróleo e gás natural, além de preços estimados futuros de petróleo e gás natural.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

A Companhia não considera a volatilidade de curto prazo nos preços de petróleo como indicativo de mudança no valor recuperável dos ativos de petróleo e gás natural. Os mercados de petróleo e gás natural têm um histórico de volatilidade de preços significativa e, embora, ocasionalmente, possam haver quedas expressivas, os preços, a longo prazo, tendem a continuar sendo ditados pela oferta de mercado e fundamentos de demanda. Assim, os testes de recuperabilidade dos ativos *impairment* utilizam os preços de longo prazo previstos no planejamento, orçamento e nas decisões de investimento de capital da Companhia, os quais são considerados estimativas razoáveis, em relação aos indicadores de mercado e às experiências passadas.

Reduções nos preços futuros de petróleo e gás natural, que sejam consideradas tendência de longo prazo, bem como efeitos negativos decorrentes de mudanças significativas no volume de reservas, na curva de produção esperada, nos custos de extração ou nas taxas de desconto podem ser indícios da necessidade de realização de teste de *impairment*.

Outras informações sobre ativos relacionados à exploração e desenvolvimento de petróleo e gás natural são apresentadas nas notas explicativas 3.8, 12 e 14.

4.2. Definição das unidades geradoras de caixa para testes de recuperabilidade de ativos (*Impairment*)

A definição das unidades geradoras de caixa – UGC's envolve julgamentos e avaliação por parte da administração, com base em seu modelo de negócio e gestão, e seus impactos sobre os resultados dos testes de recuperabilidade de ativos de longa duração podem ser significativos. As premissas apresentadas a seguir foram utilizadas de forma consistente pela companhia:

- UGC's da área de Exploração e Produção: campo ou pólo de produção de petróleo e gás, composto por um conjunto de ativos vinculados à exploração e ao desenvolvimento da produção da área.
- UGC's da área de Abastecimento: i) UGC Refino: conjunto de ativos que compõem as refinarias, terminais e dutos, bem como os ativos logísticos operados pela Transpetro. A definição da UGC Refino é baseada no conceito de integração e otimização do resultado, podendo as indicações do planejamento e as operações dos ativos privilegiar uma determinada refinaria em detrimento de outra, buscando maximizar o desempenho global da UGC, sendo os dutos e terminais partes complementares e interdependentes dos ativos de refino, com o objetivo comum de atendimento ao mercado; ii) UGC Petroquímica: ativos das plantas petroquímicas das empresas PetroquímicaSuape e Citepe; iii) UGC Transporte: a unidade geradora de caixa desse segmento é definida pelos ativos da frota de navios da Transpetro.
- UGC's da área de Gás e Energia: i) UGC Gás Natural: conjunto de ativos que compõem a malha comercial do gás natural (gasodutos), unidades de processamento de gás natural (UPGN) e conjunto de ativos de fertilizantes e nitrogenados (plantas industriais); e ii) UGC Energia: conjunto de ativos que compõem o portfólio de usinas termoelétricas (UTE).
- UGC da área de Distribuição: conjunto de ativos de distribuição, relacionados principalmente às atividades operacionais da Petrobras Distribuidora S.A. e da Liquigás Distribuidora S.A.
- UGC da área de Biocombustível: i) UGC Biodiesel: conjunto de ativos que compõem as usinas biodiesel. A definição da UGC, com avaliação conjunta das usinas, reflete o processo de planejamento e realização da produção, considerando as condições do mercado nacional e a capacidade de fornecimentos de cada usina, assim como os resultados alcançados nos leilões e a oferta de matéria-prima; ii) UGC Etanol: representadas por investimentos em coligadas e empreendimentos em conjunto do setor de etanol.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

- UGC da Internacional: i) UGC Exploração e Produção Internacional: campo ou pólo de produção de petróleo e gás, composto por um conjunto de ativos vinculados à exploração e ao desenvolvimento da produção da área; e ii) Demais atividades da área internacional: definida ao menor nível de ativos para os quais exista fluxo de caixa identificável.

Os investimentos em coligada e em empreendimentos controlados em conjunto, incluindo o ágio por rentabilidade futura (*goodwill*), são testados individualmente para fins de avaliação da sua recuperabilidade.

Outras informações sobre redução ao valor recuperável de ativos são apresentadas nas notas explicativas 3.10 e 14.

4.3. Benefícios de pensão e outros benefícios pós-emprego

Os compromissos atuariais e os custos com os planos de benefícios definidos de pensão e aposentadoria e os de assistência médica dependem de uma série de premissas econômicas e demográficas, dentre as principais utilizadas estão:

- Taxa de desconto - compreende a curva de inflação projetada com base no mercado mais juros reais apurados por meio de uma taxa equivalente que conjuga o perfil de maturidade das obrigações de pensão e saúde com a curva futura de retorno dos títulos de mais longo prazo do governo brasileiro.
- Taxa de variação de custos médicos e hospitalares – premissa representada por conjunto projetado de taxas anuais considerando a evolução histórica dos desembolsos per capita do plano de saúde, observáveis nos últimos 05 anos, para definição de um ponto inicial da curva que decresce gradualmente em 30 anos para alcance do patamar de inflação geral da economia.

Essas e outras estimativas são revisadas anualmente e podem divergir dos resultados reais devido a mudanças nas condições de mercado e econômicas, além do comportamento real das premissas atuariais.

A análise de sensibilidade das taxas de desconto e de variação de custos médicos e hospitalares, assim como informações adicionais das premissas estão divulgadas na nota explicativa 22.

4.4. Estimativas relacionadas a processos judiciais e contingências

A Companhia é parte envolvida em diversos processos judiciais e administrativos envolvendo questões cíveis, fiscais, trabalhistas e ambientais decorrente do curso normal de suas operações, cujas estimativas para determinar os valores das obrigações e a probabilidade de saída de recursos são realizadas pela Petrobras, com base em pareceres de seus assessores jurídicos e nos julgamentos da Administração.

Informações sobre processos provisionados e contingências são apresentadas na nota explicativa 31.

4.5. Estimativas de custos com obrigações de desmantelamento de áreas

A Companhia possui obrigações legais e/ou não formalizadas de remoção de equipamentos e restauração de áreas terrestres ou marítimas ao final das operações em locais de produção. As obrigações mais significativas de remoção de ativos envolvem a remoção e descarte das instalações offshore de produção de petróleo e gás natural no Brasil e no exterior. As estimativas de custos de futuras remoções e recuperações ambientais são realizadas com base nas informações atuais sobre custos e planos de recuperação esperados.

Os cálculos das referidas estimativas são complexos e envolvem julgamentos significativos, uma vez que as obrigações ocorrerão no longo prazo; que os contratos e regulamentações possuem descrições subjetivas das práticas de remoção e restauração e dos critérios a serem atendidos quando do momento da remoção e

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

restauração efetivas; e que as tecnologias e custos de remoção de ativos se alteram constantemente, juntamente com as questões políticas, ambientais, de segurança e de relações públicas.

A Companhia está constantemente conduzindo estudos para incorporar tecnologias e procedimentos de modo a otimizar as operações de abandono, considerando as melhores práticas da indústria. Contudo, os prazos e os valores dos fluxos de caixa futuros estão sujeitos a incertezas significativas.

Outras informações sobre desmantelamento de áreas são apresentadas nas notas explicativas 3.14 e 20.

4.6. Instrumentos financeiros derivativos

Os instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos ao valor justo nas demonstrações contábeis. A definição do valor justo exige julgamento da existência ou não de ativos idênticos ou similares cotados em mercado ativo e, na sua ausência, do uso de metodologias alternativas de valoração que podem ser complexas e envolvem estimativas de preços futuros, taxas de juros de longo prazo e índices de inflação.

Outras informações sobre instrumentos financeiros derivativos são apresentadas nas notas explicativas 3.3.5 e 34.

4.7. Contabilidade de hedge

A identificação de relações de hedge entre objetos protegidos e os instrumentos de proteção (instrumentos financeiros derivativos e/ou não derivativos) envolve julgamentos críticos relacionados à efetiva existência da relação de proteção e da efetividade das mesmas. Ademais, a Companhia avalia continuamente o alinhamento entre as relações de hedge identificadas e os objetivos e estratégia de sua política de gestão de risco.

Outras informações sobre contabilidade de hedge são apresentadas nas notas explicativas 3.3.6 e 34.

5. Novas normas e interpretações

a) IASB – International Accounting Standards Board

Durante o exercício de 2013, as seguintes normas emitidas pelo IASB entraram em vigor e, exceto pela revisão do IAS 19 – Benefícios a Empregados (CPC 33 – R1), não impactaram materialmente as demonstrações contábeis da Companhia:

- Os efeitos decorrentes da revisão do IAS 19 - Benefícios a Empregados (CPC 33 - R1) estão apresentados na nota explicativa 2.3.
- Emenda ao IAS 1 - “Apresentação das Demonstrações Contábeis” (*Presentation of Financial Statements*). Agrupam em Outros Resultados Abrangentes os itens que poderão ser reclassificados para lucros ou prejuízos na demonstração de resultado do exercício.
- IFRS 10 - “Demonstrações Financeiras Consolidadas” (*Consolidated Financial Statements*). Define os princípios e os requerimentos para a preparação e a apresentação das demonstrações contábeis consolidadas, quando uma entidade controla uma ou mais entidades. Estabelece o conceito de controle como base para a consolidação e como aplicá-lo para identificar se uma empresa investida deve ser considerada controlada e, portanto, consolidada.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

- IFRS 11 - “Acordos Conjuntos” (*Joint Arrangements*). Estabelece os princípios para divulgação de demonstrações contábeis de entidades que sejam partes de acordos conjuntos. Há dois tipos de acordos conjuntos: operações conjuntas e empreendimentos controlados em conjunto (*joint ventures*). Operações conjuntas são aquelas em que as partes em conjunto têm direitos sobre os ativos e obrigações relacionadas a esse acordo e, portanto, contabilizam sua parcela dos ativos, passivos, receitas e despesas. Joint ventures existem quando as partes possuem em conjunto direitos sobre os ativos líquidos do acordo e, portanto, contabilizam sua participação pelo método de equivalência patrimonial. A consolidação proporcional de *joint ventures* não é mais permitida.
- IFRS 12 - “Divulgações sobre Participações em Outras Entidades” (*Disclosure of Interests in Other Entities*). Consolida todos os requerimentos de divulgação que uma entidade deve utilizar quando participa em uma ou mais entidades, incluindo controladas, negócios em conjunto, coligadas e entidades estruturadas.
- IFRS 13 - “Mensuração do Valor Justo” (*Fair Value Measurement*). Define valor justo de forma mais precisa, introduz explicações adicionais sobre seu processo de mensuração e determina o que deve ser divulgado. As exigências não ampliam o uso da contabilização ao valor justo, mas fornecem orientações sobre como aplicá-lo, quando seu uso já é requerido ou permitido por outras normas.
- Emenda ao IFRS 7 - “Divulgações - Compensando Ativos e Passivos Financeiros” (*Disclosures – Offsetting Financial Assets and Financial Liabilities*). Estabelece requerimentos de divulgação de acordos de compensação de ativos e passivos financeiros.
- IAS 28 (revisado em 2011) - “Coligadas e Empreendimentos em Conjunto” (*Joint Ventures*). Estabelece requerimentos para empreendimentos em conjunto e coligadas avaliadas pelo método de equivalência patrimonial a partir da emissão do IFRS 11.

As normas emitidas pelo IASB que ainda não entraram em vigor e não tiveram sua adoção antecipada pela Companhia até 31 de dezembro de 2013 são as seguintes:

Norma	Exigências-chave	Data de vigência
IFRS 9 - “Instrumentos Financeiros” e emenda	O IFRS 9 mantém, mas simplifica, o modelo de mensuração combinada e estabelece duas principais categorias de mensuração para ativos financeiros: custo amortizado e valor justo. A base de classificação depende do modelo de negócios da entidade e das características do fluxo de caixa contratual do ativo financeiro. A orientação do IAS 39 sobre redução do valor recuperável de ativos financeiros e contabilidade de hedge continua aplicável. IFRS 9 inclui novos requisitos relacionados a contabilidade de hedge.	1º de janeiro de 2018
IFRIC 21, “Levies”	IFRIC 21 é uma interpretação do IAS 37, Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes. O IFRIC 21 aborda quando uma entidade deve reconhecer um tributo a pagar para o governo (exceto imposto de renda). Esta interpretação esclarece que o fato gerador da obrigação que dá origem a obrigação de pagar o tributo é a atividade descrita na legislação pertinente que desencadeia o pagamento do tributo.	1º de janeiro de 2014
Emenda ao IAS 36 - “Redução ao Valor Recuperável de Ativos” (Impairment of assets)	Esta emenda trata da divulgação de informações sobre o valor recuperável dos ativos depreciados. A emenda esclarece que o escopo dessas divulgações é limitado ao valor recuperável dos ativos depreciados, que são mensurados com base no valor justo menos os custos de alienação. As alterações devem ser aplicadas retroativamente.	1º de janeiro de 2014

Quanto às emendas e novas normas listadas acima, a Companhia estima que suas adoções não trarão impactos significativos às suas demonstrações contábeis.

b) Legislação tributária

Em 11 de novembro de 2013 foi publicada a Medida Provisória nº 627 que:

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

- Modifica a legislação tributária relativa ao Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas - IRPJ, à Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL, à Contribuição para o PIS/PASEP e à Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS;
- Revoga o Regime Tributário de Transição - RTT, instituído pela Lei nº 11.941, de 27 de maio de 2009;
- Dispõe sobre a tributação da pessoa jurídica domiciliada no Brasil, com relação ao acréscimo patrimonial decorrente de participação em lucros auferidos no exterior por controladas e coligadas e de lucros auferidos por pessoa física residente no Brasil por intermédio de pessoa jurídica controlada no exterior; e
- Altera dispositivos da Lei nº 12.865/2013 que reabriu o parcelamento de débitos administrados pela Receita Federal do Brasil e pela Procuradoria Geral da Fazenda Nacional - PGFN (REFIS da Crise), instituído pela Lei nº 11.941/2009.

Essa Medida Provisória está em processo de tramitação no Congresso Nacional, podendo sofrer modificações em seu texto quando de sua conversão em lei. Existe, ainda, a necessidade de regulamentação de diversos dispositivos pela Secretaria da Receita Federal do Brasil.

A Administração da Companhia avaliou estas alterações e, com base no texto vigente, estima não haver efeitos contábeis relevantes nas demonstrações contábeis consolidadas do exercício de 2013.

6. Caixa e equivalentes de caixa

	2013	2012
Caixa e bancos	951	990
Aplicações financeiras de curto prazo		
- No Brasil		
Fundos de investimentos DI e operações compromissadas	3.493	8.329
Outros fundos de investimentos	53	208
	3.546	8.537
- No Exterior	11.371	3.993
Total das aplicações financeiras de curto prazo	14.917	12.530
Total de caixa e equivalentes de caixa	15.868	13.520

As aplicações financeiras no país são representadas por fundos exclusivos cujos recursos estão geralmente aplicados em títulos públicos federais e, portanto, são considerados caixa e equivalentes de caixa.

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

7. Títulos e valores mobiliários

	2013	2012
Para negociação	3.878	10.222
Disponíveis para venda	17	239
Mantidos até o vencimento	121	146
	4.016	10.607
Circulante	3.885	10.431
Não circulante	131	176

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

Os títulos para negociação e os disponíveis para venda referem-se principalmente a investimentos em títulos governamentais com prazos de vencimento superiores a 90 dias e estão apresentados no ativo circulante considerando a expectativa de realização no curto prazo.

8. Contas a receber

8.1. Contas a receber, líquidas

	2013	2012
Cientes		
Terceiros	9.847	10.785
Partes relacionadas (Nota 19)		
Investidas	658	780
Recebíveis do setor elétrico	2.156	1.937
Contas petróleo e álcool - STN	357	409
Outras	2.590	3.081
	15.608	16.992
Perdas em créditos de liquidação duvidosa	(1.406)	(1.452)
	14.202	15.540
Circulante	9.670	11.099
Não circulante	4.532	4.441

8.2. Movimentação das perdas em créditos de liquidação duvidosa

	2013	2012	2011
Saldo inicial	1.452	1.487	1.609
Adições (*)/(**)	217	300	283
Baixas (*)	(69)	(203)	(220)
Ajuste acumulado de conversão	(194)	(132)	(185)
Saldo final	1.406	1.452	1.487
Circulante	800	854	898
Não circulante	606	598	589

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

(**) Reconhecido na demonstração de resultado como despesas com vendas.

8.3. Contas a receber vencidos - Terceiros

	2013	2012
Até 3 meses	692	769
De 3 a 6 meses	159	156
De 6 a 12 meses	362	181
Acima de 12 meses	1.643	1.587
	2.856	2.693

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

9. Estoques

	2013	2012
Petróleo	5.849	5.149
Derivados de petróleo	4.985	5.880
Intermediários	924	972
Gás Natural e GNL (*)	401	302
Biocombustíveis	158	282
Fertilizantes	26	12
	<u>12.343</u>	<u>12.597</u>
Materiais, suprimentos e outros	1.935	2.000
	<u>14.278</u>	<u>14.597</u>
Circulante	14.225	14.552
Não circulante	52	45

(*) GNL - Gás Natural Liquefeito

Os estoques consolidados são apresentados deduzidos de provisão, no montante de US\$ 88, para ajuste ao seu valor realizável líquido (US\$ 90 em 2012), sendo estes ajustes decorrentes, principalmente, de oscilações nas cotações internacionais do petróleo e seus derivados. O montante acumulado reconhecido no resultado do exercício, como outras despesas operacionais, é apresentado na nota explicativa 26.

Parcela dos estoques de petróleo e/ou derivados foi dada como garantia dos Termos de Compromisso Financeiro – TCF, assinados com a Petros, o valor de US\$ 2.976 (US\$ 2.923 em 2012), conforme nota explicativa 22.

10. Aquisições, vendas e incorporações de ativos

10.1. Aquisição de ativos

Araucária Nitrogenados S.A.

Em 1º de junho de 2013, a Petrobras assumiu o controle da Araucária Nitrogenados S.A. (FAFEN-PR), cujo contrato para aquisição da totalidade das ações da empresa foi assinado com a Vale S.A. em 18 de dezembro de 2012. A operação foi aprovada pelo CADE em 15 de maio de 2013.

O valor da operação foi de US\$ 234 e o pagamento à Vale será feito com a receita proveniente de arrendamento dos direitos minerários de titularidade da Petrobras em Sergipe. Está em andamento o processo de avaliação do valor justo dos ativos e passivos, que será concluído em até 12 meses após a assunção do controle da empresa. Na avaliação preliminar o valor justo dos ativos e passivos líquidos totalizou US\$ 310, sendo apurado um ganho por compra vantajosa no valor de US\$ 76. Este ganho foi registrado no resultado do exercício, no grupo de resultado de participações em investimentos e está sujeito a alteração até a conclusão do processo de avaliação pela compra.

Termoaçu

Em 14 de maio de 2013, a Petrobras celebrou contrato de compra de ações com a Neoenergia, referente a 23,13% de participação acionária na Termoaçu.

A Petrobras passou a deter 100% do capital da investida após o fechamento da operação ocorrido com o cumprimento das condições precedentes: aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, efetivada em 14 de junho de 2013, anuência do Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE, concedida em 17 de julho de 2013 e homologação do contrato de compra e venda de ações pelo Tribunal Arbitral, com a consequente

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

extinção da Arbitragem, efetivada em 14 de agosto de 2013. O valor total da operação, considerando ajustes de preço, foi de US\$ 74.

10.2. Venda de ativos

Brasil PCH

Em 14 de junho de 2013, a Petrobras celebrou contrato de compra e venda com a Cemig Geração e Transmissão S.A., que posteriormente cedeu esse contrato à Chipley SP Participações, para alienação da totalidade de sua participação acionária detida na Brasil PCH S.A., equivalente a 49% do capital votante, pelo valor de US\$ 304, sem considerar os ajustes previstos no contrato.

Em 14 de fevereiro de 2014, após atendidas todas as condições precedentes previstas em contrato, a Petrobras concluiu a operação de alienação pelo valor total de US\$ 297, considerando os ajustes ao preço.

Em decorrência da existência de condições precedentes, em 31 de dezembro de 2013 os ativos e passivos correspondentes, objetos da transação, foram classificados como mantidos para venda.

Formação de joint venture para atuação na área de exploração e produção (E&P) no continente africano

Em 14 de junho de 2013, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou o acordo celebrado entre a Petrobras International Braspetro B.V. (PIBBV), controlada da Petrobras, e a BTG Pactual E&P B.V., empresa controlada pelo Banco BTG Pactual S.A., para a formação de uma joint venture para atuar na exploração e produção de óleo e gás na África, envolvendo ativos em Angola, Benin, Gabão, Namíbia, Nigéria e Tanzânia.

Para constituição da joint venture, a BTG Pactual E&P B.V. adquiriu 50% das ações da Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&G), detidas pela PIBBV, pelo valor total de US\$ 1.548, incluindo o adiantamento de US\$ 36 pela aquisição dos ativos de Angola e Tanzânia. Com a efetivação desta operação em 28 de junho de 2013, o resultado líquido, antes dos impostos auferido pela Companhia foi de US\$ 877, sendo classificado como outras receitas (despesas) operacionais na demonstração de resultado, conforme demonstrado a seguir:

Valor de venda	1.512
Valor contábil	(797)
Resultado com alienação dos ativos (*)	715
Remensuração ao valor justo dos ativos remanescentes	715
	<hr/>
	1.430
Perda no valor recuperável em ativos de Angola e Tanzânia (**)	(553)
	<hr/>
	877

(*) Resultado com alienação, exceto ativos de Angola e Tanzânia

(**) Decorrente do ajuste ao valor justo líquido de despesas de venda.

Em decorrência da necessidade de aprovação da operação pelos governos de Angola e Tanzânia, em relação aos respectivos ativos situados nestes países, os saldos destes ativos foram classificados como mantido para venda até que as condições precedentes sejam atendidas e a operação seja efetivada.

Considerando a estrutura societária e os termos do acordo de acionistas desta parceria, firmado em 28 de junho de 2013, o investimento da Petrobras na PO&G passou a ser classificado como empreendimento controlado em conjunto, deixando de ser consolidado.

Companhia Energética Potiguar

Em 16 de agosto de 2013, a Petrobras celebrou com Global Participações Energia S.A. contrato de compra e venda para alienação da totalidade de sua participação acionária detida na Companhia Energética Potiguar,

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

equivalente a 20% do capital votante, pelo valor total de US\$ 10 já considerando os ajustes de preço previstos no contrato.

A aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE foi ratificada em 25 de setembro de 2013 e o fechamento da operação ocorreu em 31 de outubro de 2013.

Campo de Coulomb - EUA

Em 16 de agosto de 2013, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a venda, pela Petrobras America Inc, controlada da Petrobras International Braspetro B.V. (PIBBV), de sua participação de 33% no campo de Coulomb, localizado no bloco Mississippi Canyon 613 (MC 613), pelo valor de US\$ 184. A Shell Offshore Inc., operadora e detentora de 67% de participação no campo, exerceu seu direito de preferência na aquisição.

Com a efetivação desta transação em 27 de setembro de 2013, o resultado líquido auferido pela Companhia foi de US\$ 121, após as deduções do ajuste de preço, conforme *farm-out agreement*, e os custos relacionados ao ativo.

Innova S.A.

Em 16 de agosto de 2013, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a alienação de 100% das ações de emissão da Innova S.A. para a Videolar S.A. e seu acionista majoritário, pelo valor de US\$ 369, sujeito a ajuste de preço até o fechamento da operação.

A transação foi aprovada pela Assembleia Geral Extraordinária em 30 de setembro de 2013 e sua conclusão está sujeita a determinadas condições precedentes, incluindo a aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE.

Em decorrência das condições precedentes acima elencadas, em 31 de dezembro de 2013 os ativos e passivos correspondentes, objetos da transação, foram classificados como mantidos para venda.

Bloco BC-10 - Parque das Conchas

Em 16 de agosto de 2013, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a alienação da participação total no projeto offshore Parque das Conchas (Bloco BC-10), equivalente a 35% do consórcio e da participação na Tambá BV, fornecedora de equipamentos, pelo valor de US\$ 1,54 bilhão.

O contrato firmado com o Grupo Sinochem estabelecia algumas condições precedentes para a efetivação da venda, entre elas o exercício de direito de preferência dos sócios e a obtenção da aprovação da operação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) e pela Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP).

Em 17 de setembro de 2013, a Shell e a ONGC Videsh exerceram seus direitos de preferência para a aquisição de 23% e 12% de participação, respectivamente.

Após a aprovação da ANP e do CADE, a venda para os sócios foi concluída em 30 de dezembro de 2013. O resultado líquido auferido pela Companhia foi de US\$ 446.

Petrobras Colombia Limited (PEC)

Em 13 de setembro de 2013, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a alienação de 100% das ações de emissão da Petrobras Colombia Limited (PEC), controlada da Petrobras International Braspetro B.V. (PIBBV), para a Perenco Colombia Limited, pelo valor de US\$ 380, sujeito a ajuste de preço até o fechamento da operação.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

A conclusão da transação está sujeita a determinadas condições precedentes usuais, incluindo a aprovação da Agência Nacional de Hidrocarburos – ANH.

Em decorrência das condições precedentes, em 31 de dezembro de 2013 os ativos e passivos correspondentes, objetos da transação, foram classificados como mantidos para venda.

Blocos de Exploração - Uruguai

Em 04 de outubro de 2013, a Diretoria Executiva da Petrobras aprovou a venda para a Shell, por US\$ 18, da participação acionária de 40% que a Petrobras Uruguay Servicios y Operaciones S.A. (PUSO), controlada da Petrobras Uruguay S.A. de Inversión, possuía nas empresas Bizoy S.A. e Civeny S.A., detentoras respectivamente dos blocos exploratórios 3 e 4, localizados na Bacia de Punta Del Este, no Uruguai.

A conclusão da transação está sujeita a determinadas condições precedentes, principalmente, a aprovação da operação pela Administración Nacional de Combustibles Alcohol y Portland (ANCAP).

Em decorrência das condições precedentes, os ativos e passivos correspondentes, objetos da transação, foram classificados como mantidos para venda.

Petrobras Energia Peru S.A.

Em 13 de novembro de 2013, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a venda, pela Petrobras de Valores Internacional de España S.L. (PVIE) e Petrobras Internacional Braspetro BV (PIB BV), de 100% das ações da Petrobras Energia Peru S.A. para a China National Petroleum Corporation (CNPC), pelo valor total de US\$ 2.669, sujeito a ajuste de preço até o fechamento da operação.

A conclusão da transação está sujeita a determinadas condições precedentes, incluindo a aprovação dos governos chinês e peruano, bem como à observância dos procedimentos previstos nos respectivos *Joint Operating Agreement (JOA)*, quando aplicável.

Em decorrência das condições precedentes, os ativos e passivos correspondentes, objetos da transação, foram classificados como mantidos para venda.

10.3. Ativos classificados como mantidos para venda

Os ativos classificados como mantidos para venda e passivos correspondentes, classificados no ativo e passivo circulante da Companhia, são compostos pelas seguintes classes e segmentos de negócio:

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

						Consolidado	
						2013	2012
	E&P (*)	Abastecimen- to	Gás & Energia	Internacio- nal	Outros	Total	Total
Ativos classificados como mantidos para venda							
Imobilizado	50	125	-	1.605	-	1.780	143
Contas a receber	-	104	-	32	-	136	-
Estoques	-	78	-	43	-	121	-
Investimentos	-	15	28	11	-	54	-
Caixa e Equivalentes de Caixa	-	4	-	117	-	121	-
Outros	-	15	-	180	-	195	-
	50	341	28	1.988	-	2.407	143
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda							
Fornecedores	-	(26)	-	(138)	-	(164)	-
Provisão para desmantelamento de área	-	-	-	(30)	-	(30)	-
Financiamentos	-	(15)	-	(597)	-	(612)	-
Outros	-	(23)	-	(244)	-	(267)	-
	-	(64)	-	(1.009)	-	(1.073)	-

(*) Contempla perda no valor recuperável de ativos, conforme nota explicativa 14.3.

10.4. Incorporações, cisões e outras informações sobre ativos

Cisão parcial da Petrobras International Finance Company S.A. - PifCo

Em 16 de dezembro de 2013, a Assembléia Geral Extraordinária da Petrobras aprovou a cisão parcial da Petrobras International Finance Company S.A. – PifCo, com versão da parcela cindida ao patrimônio da Petrobras, sem aumento de capital social.

Em 12 de fevereiro de 2014, a Petrobras Global Finance B.V. (PGF), controlada indireta, adquiriu da Petrobras as ações remanescentes da PifCo, pelo montante de US\$224 milhões (valor contábil em 31 de janeiro de 2014).

Estes eventos não causaram efeitos sobre as demonstrações contábeis consolidadas da Companhia. Vide nota explicativa 38 para maiores detalhes sobre a operação.

Incorporação de Controladas

A Petrobras realizou no exercício de 2013 as seguintes incorporações de controladas ao seu patrimônio, sem aumento do seu capital, conforme a seguir:

Data da Assembléia Geral Extraordinária / Razão Social:

Em 30 de setembro de 2013:

- Comperj Participações S.A.
- Comperj Estirênicos S.A.
- Comperj MEG S.A.
- Comperj Poliolefinas S.A.
- Sociedade Fluminense de Energia Ltda. (SFE)

Em 16 de dezembro de 2013:

- Refinaria Abreu e Lima S.A. (RNEST)
- Companhia de Recuperação Secundária (CRSec)
- Petrobras International Finance Company (PIFCo) - parcela cindida

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

Essas incorporações visam simplificar a estrutura societária da Companhia, minimizar custos e capturar sinergias e não causaram efeitos sobre as demonstrações contábeis consolidadas da Companhia.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

11. Investimentos

11.1. Investimentos diretos em controladas, subsidiárias, empreendimentos controlados em conjunto, operações em conjunto e coligadas

	Principal segmento de atuação	% de Participação direta da Petrobras	% no Capital votante	Patrimônio líquido (passivo a descoberto)	Lucro líquido (prejuízo) do exercício	País
Subsidiárias						
Petrobras Netherlands B.V. - PNBV	E&P	100,00%	100,00%	13.036	2.748	Holanda
Petrobras Distribuidora S.A. - BR	Distribuição	100,00%	100,00%	5.080	988	Brasil
Petrobras Gás S.A. - Gaspetro	Gás e Energia	100,00%	100,00%	4.539	770	Brasil
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	Abastecimento	100,00%	100,00%	2.061	413	Brasil
Petrobras International Braspetro - PIB BV	Internacional	88,12%	88,12%	1.859	1.801	Holanda
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG	E&P	100,00%	100,00%	1.430	91	Brasil
Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco S.A. - Citepe	Abastecimento	100,00%	100,00%	1.069	(100)	Brasil
Petrobras Biocombustível S.A. - PBIO	Biocombustível	100,00%	100,00%	905	(150)	Brasil
Companhia Locadora de Equipamentos Petrolíferos S.A. - CLEP	E&P	100,00%	100,00%	653	34	Brasil
Companhia Petroquímica de Pernambuco S.A. - PetroquímicaSuape	Abastecimento	100,00%	100,00%	640	(257)	Brasil
Petrobras International Finance Company - PifCo	Corporativo	100,00%	100,00%	(483)	(727)	Luxemburgo
Liquigás Distribuidora S.A.	Distribuição	100,00%	100,00%	367	11	Brasil
Araucária Nitrogenados S.A.	Gás e Energia	100,00%	100,00%	337	(21)	Brasil
Termomacaé Ltda.	Gás e Energia	99,99%	99,99%	319	53	Brasil
Termoaçu S.A.	Gás e Energia	100,00%	100,00%	295	(25)	Brasil
INNOVA S.A. (*)	Abastecimento	100,00%	100,00%	247	80	Brasil
5283 Participações Ltda.	Internacional	100,00%	100,00%	221	214	Brasil
Breitener Energética S.A.	Gás e Energia	93,66%	93,66%	216	-	Brasil
Termobahia S.A.	Gás e Energia	98,85%	98,85%	185	10	Brasil
Termo Ceará Ltda.	Gás e Energia	100,00%	100,00%	143	28	Brasil
Arembepe Energia S.A.	Gás e Energia	100,00%	100,00%	134	43	Brasil
Petrobras Comercializadora de Energia Ltda. - PBEN	Gás e Energia	99,91%	99,91%	128	38	Brasil
Baixada Santista Energia S.A.	Gás e Energia	100,00%	100,00%	115	25	Brasil
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	E&P	99,00%	99,00%	106	139	Brasil
Energética Camaçari Muriçy I Ltda.	Gás e Energia	100,00%	100,00%	77	45	Brasil
Termomacaé Comercializadora de Energia Ltda	Gás e Energia	100,00%	100,00%	39	6	Brasil
Braspetro Oil Services Company - Brasoil	E&P	100,00%	100,00%	(29)	(21)	Ilhas Cayman
Cordoba Financial Services GmbH	Corporativo	100,00%	100,00%	23	1	Austria
Petrobras Negócios Eletrônicos S.A. - E-Petro	Corporativo	99,95%	99,95%	13	1	Brasil
Downstream Participações Ltda.	Corporativo	100,00%	100,00%	(1)	-	Brasil
Operações em conjunto						
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC	Abastecimento	50,00%	50,00%	130	21	Brasil
Ibiritermo S.A.	Gás e Energia	50,00%	50,00%	56	19	Brasil
Empreendimentos em conjunto						
Logum Logística S.A.	Abastecimento	20,00%	20,00%	121	(29)	Brasil
Brasil PCH S.A. (*)	Gás e Energia	49,00%	49,00%	61	16	Brasil
Cia Energética Manauara S.A.	Gás e Energia	40,00%	40,00%	64	6	Brasil
Petrocoque S.A. Indústria e Comércio	Abastecimento	50,00%	50,00%	53	10	Brasil
Brasympe Energia S.A.	Gás e Energia	20,00%	20,00%	35	3	Brasil
Participações em Complexos Bioenergéticos S.A. - PCBIOS	Biocombustível	50,00%	50,00%	26	-	Brasil
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	Abastecimento	33,20%	33,33%	22	1	Brasil
METANOR S.A. - Metanol do Nordeste	Abastecimento	34,54%	50,00%	21	2	Brasil
Brentech Energia S.A.	Gás e Energia	30,00%	30,00%	21	6	Brasil
Companhia de Coque Calcinado de Petróleo S.A. - Coquepar	Abastecimento	45,00%	45,00%	20	(8)	Brasil
Eólica Mangue Seco 4 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00%	49,00%	18	-	Brasil
Eólica Mangue Seco 3 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00%	49,00%	17	-	Brasil
Eólica Mangue Seco 1 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00%	49,00%	16	2	Brasil
Eólica Mangue Seco 2 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	51,00%	51,00%	15	1	Brasil
GNL do Nordeste Ltda.	Gás e Energia	50,00%	50,00%	-	-	Brasil
Coligadas						
Braskem S.A.	Abastecimento	36,20%	47,03%	3.241	236	Brasil
Fundo de Investimento em Participações de Sondas	E&P	4,59%	4,59%	1.774	808	Brasil
Sete Brasil Participações S.A.	E&P	5,00%	5,00%	1.099	46	Brasil
UTE Norte Fluminense S.A.	Gás e Energia	10,00%	10,00%	388	44	Brasil
UEG Araucária Ltda.	Gás e Energia	20,00%	20,00%	300	17	Brasil
Deten Química S.A.	Abastecimento	27,88%	27,88%	128	32	Brasil
Energética SUAPE II S.A.	Gás e Energia	20,00%	20,00%	92	39	Brasil
Termoelétrica Potiguar S.A. - TEP	Gás e Energia	20,00%	20,00%	36	-	Brasil
Nitroclor Ltda.	Abastecimento	38,80%	38,80%	-	-	Brasil
Bioenergética Britarumã S.A.	Gás e Energia	30,00%	30,00%	-	-	Brasil

(*) Investimentos classificados como mantidos para venda em 31 de dezembro de 2013, conforme nota explicativa 10.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

11.2. Investimentos

	2013	2012
Investimentos avaliados por equivalência patrimonial		
Braskem S.A.	2.201	2.703
Petrobras Oil & Gas BV (i)	1.707	–
Distribuidoras estaduais de gás natural	533	555
Guarani S.A.	510	482
Petroritupano - Orielo	198	233
Petrowayu - La Concepción	185	193
Nova Fronteira Bionergia S.A.	170	203
Demais investidas do setor petroquímico	84	153
Transierra S.A.	68	69
Petrokariña - Mata	66	75
UEG Araucária	59	64
Termoçu S.A. (ii)	–	267
Distrilec S.A. (iii)	–	41
Demais empresas coligadas	863	948
	6.644	5.986
Outros investimentos	22	120
	6.666	6.106

(i) Empresa consolidada em 2012, conforme nota explicativa 10.

(ii) Aquisição de controle em 2013, conforme notas explicativas 3.1 e 10.

(iii) Participação alienada em janeiro de 2013 pela Petrobras Argentina S.A..

11.3. Investimentos em empresas com ações negociadas em bolsas

Empresa	Lote de mil ações		Tipo	Cotação em bolsa de valores (US\$ por ação)		Valor de mercado	
	2013	2012		2013	2012	2013	2012
Controlada indireta							
Petrobras Argentina	1.356.792	1.356.792	ON	0,80	0,69	1.083	936
						1.083	936
Coligada							
Braskem	212.427	212.427	ON	7,04	4,70	1.496	998
Braskem	75.793	75.793	PNA	8,96	6,26	680	475
						2.176	1.473

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

11.4. Participação de acionistas não controladores

O total da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido da Companhia é de US\$ 596, dos quais US\$ 593 são atribuíveis aos acionistas não controladores da Petrobras Argentina S.A. A seguir estão apresentadas suas informações contábeis sumarizadas:

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

	Petrobras Argentina	
	2013	2012
Ativo circulante	980	1.117
Ativo realizável a longo prazo	174	290
Imobilizado	1.468	1.727
Outros ativos não circulantes	636	763
	3.258	3.897
Passivo circulante	618	882
Passivo não circulante	834	861
Patrimônio líquido	1.806	2.154
	3.258	3.897
Receita operacional líquida	254	270
Lucro líquido do exercício	139	129
Caixa e equivalentes de caixa gerado (utilizado) no exercício	(40)	76

A Petrobras Argentina S.A. é uma empresa integrada de energia, com atuação principal na Argentina, e controlada indireta da Petrobras, por meio da PIBBV.

11.5. Informações contábeis resumidas de empreendimentos controlados em conjunto e coligadas

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

	2013			
	Empreendimentos em conjunto		Coligadas	
	País	Exterior	País	Exterior
Ativo Circulante	1.603	2.391	9.677	2.749
Ativo Realizável a Longo Prazo	830	1.865	3.103	53
Imobilizado	1.639	7.068	13.141	2.783
Outros ativos não circulantes	933	51	2.945	71
	5.005	11.375	28.866	5.656
Passivo Circulante	1.733	978	6.750	2.562
Passivo não circulante	1.022	6.193	13.864	1.035
Patrimônio Líquido	2.240	4.052	8.190	2.059
Participação dos Acionistas não Controladores	10	152	62	–
	5.005	11.375	28.866	5.656
Receita Operacional Líquida	5.646	1.792	21.363	93
Lucro Líquido do Exercício	254	570	1.201	322
Percentual de Participação - %	20 a 83%	34 a 50%	5 a 49%	11 a 49%

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

12. Imobilizado

12.1. Por tipo de ativos

	Terrenos, edificações e benfeitorias	Equipamentos e outros bens	Ativos em construção (*)	Gastos c/exploração e desenv. Produção de petróleo e gás (campos produtores)	Total
Saldo em 1º de janeiro 2012	6.588	66.362	84.529	25.439	182.918
Adições	50	2.073	32.571	1.703	36.397
Constituição/revisão de estimativa de desmantelamento de áreas	-	-	-	5.207	5.207
Juros capitalizados	-	-	3.792	-	3.792
Combinação de negócios	83	182	2	-	267
Baixas	(6)	(59)	(2.651)	(106)	(2.822)
Transferências	2.504	24.818	(30.413)	6.994	3.903
Depreciação, amortização e depleção	(477)	(6.626)	-	(3.765)	(10.868)
“Impairment” - constituição (****)	(20)	(178)	(37)	(149)	(384)
“Impairment” - reversão (****)	-	44	134	65	243
Ajuste acumulado de conversão	(558)	(4.908)	(6.264)	(2.022)	(13.752)
Saldo em 31 de dezembro 2012	8.164	81.708	81.663	33.366	204.901
Custo	10.834	122.647	81.663	62.348	277.492
Depreciação, amortização e depleção acumulada	(2.670)	(40.939)	-	(28.982)	(72.591)
Saldo em 31 de dezembro 2012	8.164	81.708	81.663	33.366	204.901
Adições	68	1.794	36.125	663	38.650
Constituição/revisão de estimativa de desmantelamento de áreas	-	-	-	(629)	(629)
Juros capitalizados	-	-	3.909	-	3.909
Combinação de negócios	17	31	16	-	64
Baixas	(4)	(121)	(2.399)	(25)	(2.549)
Transferências (***)	1.224	23.626	(29.620)	25.896	21.126
Depreciação, amortização e depleção	(518)	(7.513)	-	(4.939)	(12.970)
Impairment - constituição (****)	-	(11)	(6)	(85)	(102)
Impairment - reversão (****)	-	49	-	72	121
Ajuste acumulado de conversão	(1.083)	(9.158)	(9.930)	(4.449)	(24.620)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	7.868	90.405	79.758	49.870	227.901
Custo	10.729	133.368	79.758	77.117	300.972
Depreciação, amortização e depleção acumulada	(2.861)	(42.963)	-	(27.247)	(73.071)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	7.868	90.405	79.758	49.870	227.901

Tempo de vida útil médio ponderado em anos	25 (25 a 40) (exceto terrenos)	20 (3 a 31) (**)	Método da unidade produzida
--	-----------------------------------	---------------------	-----------------------------

(*) Ver nota 30 para ativos em construção por segmento de negócio

(**) Inclui ativos de exploração e produção depreciados baseado no método das unidades produzidas.

(***) Inclui o montante de US\$ 22.134, reclassificado do Ativo Intangível para o Imobilizado, em decorrência da declaração de comercialidade de áreas vinculadas ao Contrato de Cessão Onerosa (Franco e Sul de Tupi), conforme descrito na nota explicativa 13, assim como o montante relativo à desconsolidação da PO&G (US\$ 2.366) e valores transferidos para o ativo circulante, classificados como mantidos para venda, conforme nota explicativa 10.3.

(****) Reconhecido na demonstração de resultado como outras despesas operacionais.

Em 31 de dezembro de 2013, o imobilizado inclui bens decorrentes de contratos de arrendamento que transferiram os benefícios, riscos e controles no montante de US\$ 86 (US\$ 102 em 31 de dezembro de 2012).

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

12.2. Abertura por tempo de vida útil estima

Edificações e benfeitorias, equipamentos e outros bens

Vida útil estimada	Depreciação		Saldo em 2013
	Custo	Acumulada	
até 5 anos	5.396	(3.260)	2.135
6 - 10 anos	20.571	(9.899)	10.671
11 - 15 anos	944	(417)	526
16 - 20 anos	34.986	(8.753)	26.233
21 - 25 anos	15.890	(5.007)	10.884
25 - 30 anos	22.484	(4.007)	18.477
30 anos em diante	22.934	(4.540)	18.394
Método da Unidade Produzida	20.175	(9.942)	10.233
	143.380	(45.825)	97.553
Edificações e benfeitorias	10.011	(2.861)	7.150
Equipamentos e outros bens	133.368	(42.963)	90.405

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

13. Intangível

13.1. Por tipo de ativos

	Softwares			Ágio com expectativa de rentabilidade futura/ Goodwill	Total
	Direitos e Concessões	Adquiridos	Desenvolvidos Internamente		
Saldo em 1º de janeiro 2012	42.013	180	715	504	43.412
Adições	90	72	146	-	308
Juros capitalizados	-	-	15	-	15
Baixas	(119)	(2)	(3)	-	(124)
Transferências	(80)	12	(97)	(14)	(179)
Amortização	(48)	(61)	(142)	-	(251)
“Impairment” - reversão (***)	6	-	-	-	6
Ajuste acumulado de conversão	(3.349)	(13)	(57)	(29)	(3.448)
Saldo em 31 de dezembro 2012	38.513	188	577	461	39.739
Custo	38.920	715	1.444	461	41.540
Amortização acumulada	(407)	(527)	(867)	-	(1.801)
Saldo em 31 de dezembro 2012	38.513	188	577	461	39.739
Adição	2.931	33	128	-	3.092
Juros capitalizados	-	-	12	-	12
Baixa	(80)	(2)	(3)	-	(85)
Transferências (**)	(22.222)	(15)	(14)	(17)	(22.268)
Amortização	(38)	(47)	(133)	-	(218)
Impairment - constituição (***)	(524)	-	-	-	(524)
Ajuste acumulado de conversão	(4.199)	(15)	(71)	(44)	(4.329)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	14.381	142	496	400	15.419
Custo	14.804	607	1.442	400	17.253
Amortização acumulada	(423)	(465)	(946)	-	(1.834)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	14.381	142	496	400	15.419
Tempo de vida útil estimado - anos	(*)	5	5	Indefinida	

(*) Ver nota explicativa 3.9 (Ativo Intangível).

(**) Inclui o montante de US\$ 22.134, reclassificado do Ativo Intangível para o Imobilizado, em decorrência da declaração de comercialidade de áreas vinculadas ao Contrato de Cessão Onerosa (Franco e Sul de Tupi), conforme descrito abaixo, e o montante relativo à desconsolidação da PO&G (US\$ 601), conforme nota explicativa 10.

(***) Reconhecido na demonstração de resultado como outras despesas operacionais.

Em 19 de dezembro de 2013, a Petrobras apresentou à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) a declaração de comercialidade das áreas de Franco e Sul de Tupi, localizadas no pré-sal da Bacia de Santos. Foram constatados nas fases exploratórias os volumes contratados por meio da Cessão Onerosa para as áreas de Franco (atual campo de Búzios), de 3,058 bilhões de barris de óleo equivalente, e de Sul de Tupi (atual campo de Sul de Lula), de 128 milhões de barris de óleo equivalente.

Com a declaração de comercialidade, os valores pagos à União na aquisição das áreas de Franco e Sul de Tupi, nos montantes de US\$ 21,357 e US\$ 777, respectivamente, foram reclassificados do Ativo Intangível para o Imobilizado, conforme prática descrita na nota explicativa 3.9. Esses valores serão objeto da revisão do Contrato de Cessão Onerosa, conforme descrito na nota explicativa 13.2.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

13.2. Direito de exploração de petróleo - Cessão onerosa

Em 31 de dezembro de 2013, o Ativo Intangível da Companhia inclui o montante de US\$ 10.424 (US\$ 36.608 em 31 de dezembro de 2012), vinculado ao Contrato de Cessão Onerosa, líquido da transferência para Ativo Imobilizado dos valores pagos na aquisição dos blocos de Franco (atual Campo de Búzios) e Sul de Tupi (atual Campo de Sul de Lula), conforme nota explicativa 13.1.

O Contrato de Cessão Onerosa foi celebrado em 2010 entre a Petrobras e a União (cedente), tendo a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP como reguladora e fiscalizadora, refere-se ao direito de exercer atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos localizados em blocos na área do Pré-Sal (Franco, Florim, Nordeste de Tupi, Entorno de Iara, Sul de Guará e Sul de Tupi), limitado à produção de cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo em até 40 (quarenta) anos, renováveis por mais 05 (cinco), sob determinadas condições.

O contrato estabelece que, imediatamente após a declaração de comercialidade de cada área, serão iniciados os procedimentos de revisão, que deverão estar baseados em laudos técnicos independentes. A conclusão da revisão do Contrato de Cessão Onerosa será realizada após a data da última declaração de comercialidade.

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

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

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

Os resultados obtidos até o momento vêm corroborando as expectativas com relação ao potencial de produção das áreas e a Petrobras dará continuidade às atividades e aos investimentos previstos no contrato.

Devolução à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) de áreas na fase de exploração

Em 2013, os direitos sobre os blocos exploratórios devolvidos para a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP totalizaram US\$ 61 (US\$ 113 em 2012) e são os seguintes:

- **Blocos – Concessão exclusiva da Petrobras:**

Bacia de Campos: C-M-95; C-M-96; C-M-119; C-M-120; C-M-403;

Bacia do Espírito Santo: ES-M-523;

Bacia do Parecis: PRC-T-104; PRC-T-105;

Bacia de Solimões: SOL-T-150; SOL-T-173.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

- **Blocos em parceria (devolvidos pela Petrobras ou pelos seus operadores):**

Bacia do Ceará: BM-CE-1;

Bacia de Camamu Almada: CAL-M-120; CAL-M-186;

Bacia de Campos: C-M-593;

Bacia do Espírito Santo: ES-M-588; ES-M-590; ES-M-592; ES-M-663;

Bacia do Paraíba-Pernambuco: PEPB-M-837;

Bacia do Potiguar: POT-T-699; POT-T-745; POT-T-774;

Bacia de São Francisco: SF-T-101; SF-T-102; SF-T-111; SF-T-112;

Bacia de Santos: S-M-172; S-M-674; S-M-789.

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

Durante o exercício de 2013, foram devolvidos os seguintes Campos à Agência Nacional do Petróleo - ANP: Coral, Carataí, Corruíra, Biquara, Guaiúba, Iraí, Dentão, Acauã Leste, Guajá e Noroeste do Morro Rosado.

13.4. Concessão de serviços de distribuição de gás natural canalizado

Em 31 de dezembro de 2013, o ativo intangível inclui contratos de concessão de distribuição de gás natural canalizado no Brasil no total de US\$ 229, com prazos de vencimentos entre 2029 e 2043, podendo ser prorrogado. As concessões preveem a distribuição para os setores industrial, residencial, comercial, veicular, climatização, transportes e outros.

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

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

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

14. Redução ao valor recuperável dos ativos (*Impairment*)

14.1. Imobilizado e Intangível

Na avaliação de recuperabilidade das Unidades Geradoras de Caixa - UGC é utilizado o método do Valor em Uso a partir de projeções que consideram: a vida útil estimada do conjunto de ativos que compõem a UGC; premissas e orçamentos aprovados pela administração da companhia; e taxa de desconto pré-imposto, que deriva da metodologia de cálculo do custo médio ponderado de capital (WACC).

A companhia realizou avaliação de recuperabilidade da UGC Distribuição, que contempla saldo de ágio por expectativa de rentabilidade futura, com a utilização do valor em uso e constatou a não existência de perdas por impairment. Os fluxos de caixa futuros consideraram: horizonte de projeção de 17 anos, com perpetuidade sem crescimento; premissas e orçamentos aprovados pela administração da companhia; e taxa de desconto pré-imposto, que deriva da metodologia do WACC.

Em 2013, as avaliações de recuperabilidade dos ativos indicaram as seguintes perdas e/ou reversões, reconhecidas em outras despesas operacionais, na demonstração de resultado do exercício:

- Exploração e Produção:

A avaliação de recuperabilidade dos ativos resultou no reconhecimento de perdas por impairment, que estão relacionadas, principalmente, a campos de produção petróleo e gás natural no Brasil (US\$ 58), sob o regime de concessão, que encontram-se em estágio de maturidade de sua vida útil.

A viabilização de projetos e a implementação de programas de eficiência operacional e otimização de custos operacionais em UGC's, resultaram na reversão de impairment relacionado a campos de petróleo e gás natural no Brasil, sob regime de concessão (US\$ 118).

- Internacional:

A avaliação de recuperabilidade dos ativos gerou uma perda de US\$ 11 proveniente, principalmente, de campos de exploração e produção nos EUA, representando a totalidade do saldo contábil dos blocos de Garden Banks 200 e 201, que estão em estágio acentuado de maturidade e final da vida útil econômica.

Reconhecimento de perda por impairment no valor de US\$ 553, decorrente de ajuste do valor contábil ao valor justo, líquido de custos de venda, dos ativos de exploração e produção em Angola e Tanzânia, em razão de sua classificação como mantidos para venda, conforme nota explicativa 10.2.

14.2. Investimento em coligadas e em empreendimentos controlados em conjunto (incluindo ágio por expectativa de rentabilidade futura)

Nas avaliações de recuperabilidade dos investimentos em coligadas e empreendimentos em conjunto, incluindo ágio por expectativa de rentabilidade futura, foi utilizado o método do valor em uso, a partir de projeções que

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

consideraram: horizonte de projeção do intervalo de 5 a 12 anos, com perpetuidade sem crescimento; premissas e orçamentos aprovados pela administração da companhia; e taxa de desconto pré-imposto, que deriva da metodologia do WACC.

Os resultados das referidas avaliações não indicaram a existência de perdas por impairment. A seguir são apresentados os principais investimentos em coligadas e empreendimentos em conjunto que contemplam ágio por expectativa de rentabilidade futura:

Investimento	Segmento	Taxa de desconto	Valor em uso	Valor contábil
		pré imposto (moeda constante)		
Braskem S.A.	Abastecimento	16%	2.808	2.201
Distribuidoras estaduais de gás natural	Gás e Energia	7 à 14%	2.557	533
Guarani S.A.	Biocombustíveis	9%	553	510

- Investimento em coligada com ações negociadas em bolsas de valores (Braskem S.A.):

A Braskem é uma companhia de capital aberto, com ações negociadas em bolsas de valores no Brasil e no exterior. Com base nas cotações de mercado no Brasil, em 31 de dezembro de 2013, a participação da Petrobras nas ações ordinárias (47% do total) e nas ações preferenciais (22% do total) da Braskem, foi avaliada em US\$ 2.176. Entretanto, apenas aproximadamente 3% das ações ordinárias dessa investida são de titularidade de não signatários do Acordo de Acionistas e sua negociação é extremamente limitada. Caso as ações ordinárias tivessem sido avaliadas à mesma cotação das ações preferenciais, o valor de mercado da participação da Petrobras na Braskem teria sido de US\$ 2.584.

Considerando a relação operacional entre a Petrobras e a Braskem, o teste recuperabilidade do investimento nessa coligada foi realizado com base em seu valor em uso, proporcional à participação da Companhia no valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados da Braskem, representando fluxos futuros de dividendos e outras distribuições da investida. As avaliações de recuperabilidade não indicaram a existência de perdas por impairment.

As principais estimativas utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso da Braskem, foram: i) taxa de câmbio média estimada de R\$ 2,23 para US\$ 1,00 em 2014 (convergindo para R\$ 1,87 a longo prazo); ii) cotação do Brent de US\$ 105,00 em 2014, reduzindo para US\$ 95,00 a longo prazo; iii) projeção de preços das matérias-primas e petroquímicos refletindo as tendências internacionais; iv) evolução das vendas de produtos petroquímicos, estimada com base no crescimento do produto interno bruto – PIB (brasileiro e global); e v) aumento na margem EBITDA, acompanhando o ciclo de crescimento da indústria petroquímica nos próximos anos, com queda no longo prazo.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

14.3. Ativos classificados como mantidos para venda

Em decorrência da aprovação da administração da companhia para alienação das sondas de perfuração PI, PIII, PIV e PXIV, a avaliação destes ativos ao valor justo resultou no reconhecimento de perdas por *impairment* na área de Exploração e Produção, no montante de US\$ 64.

15. Atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás natural

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

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

Custos Exploratórios Reconhecidos no Ativo (*)	2013	2012
Imobilizado		
Saldo inicial	10.649	10.120
Adições a custos capitalizados pendentes de determinação das reservas provadas	4.981	6.640
Custos exploratórios capitalizados debitados a despesas	(1.251)	(2.782)
Transferências à medida que as reservas são consideradas provadas (**)	(4.174)	(2.628)
Ajustes acumulados de conversão	(1.403)	(701)
Saldo final	8.802	10.649
Ativo Intangível (**)	13.880	37.968
Total dos Custos Exploratórios Reconhecidos no Ativo	22.682	48.617

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

(**) Saldos decorrentes principalmente dos direitos de exploração vinculados ao contrato de Cessão onerosa, conforme descrito na Nota 13.2.

(***) Inclui o montante de US\$ 736, relativo à desconsolidação da PO&G, conforme nota explicativa 10.

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

Custos exploratórios reconhecidos no resultado	2013	2012	2011
Despesas com geologia e geofísica	968	1.022	1.024
Baixa de poços secos	1.892	2.847	1.480
Outras despesas exploratórias	99	89	101
Total das despesas	2.959	3.958	2.605
Caixa utilizado nas atividades	2013	2012	2011
Operacionais	1.073	1.139	1.107
Investimentos	8.605	6.640	6.258
Total do caixa utilizado	9.678	7.779	7.365

15.1. Tempo de capitalização

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

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

Custos exploratórios capitalizados por tempo de existência (*)

	2013	2012
Custos de prospecção capitalizados até um ano	2.568	4.219
Custos de prospecção capitalizados acima de um ano	6.234	6.430
Saldo final	8.802	10.649
Número de projetos cujos custos de prospecção foram capitalizados por prazo superior a um ano	86	145
	Em milhares (US\$)	Número de poços
2012	2.464	39
2011	1.636	34
2010	896	18
2009	432	22
2008 e anos anteriores	806	15
Saldo Total	6.234	128

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

Do total de US\$ 6.234 para 86 projetos que incluem poços em andamento por mais de um ano desde a conclusão das atividades de perfuração, aproximadamente US\$ 989 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 US\$ 5.245 foram incorridos em custos referentes às atividades necessárias à avaliação das reservas e o possível desenvolvimento das mesmas.

16. Fornecedores

	2013	2012
Passivo circulante		
Terceiros		
País	5.346	6.511
Exterior	6.061	5.104
Partes relacionadas (nota explicativa 19)	512	509
	11.919	12.124

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

17. Financiamentos

Os empréstimos e financiamentos se destinam ao desenvolvimento de projetos de produção de petróleo e gás natural, à construção de navios e de dutos, bem como à construção e ampliação de unidades industriais, dentre outros usos diversos. As movimentações dos saldos de longo prazo dos financiamentos são apresentadas a seguir:

	Agências de Crédito à Exportação	Mercado Bancário	Mercado de Capitais	Outros	Total
Não-circulante					
No Brasil					
Saldo inicial em 1º de Janeiro de 2012	–	30.218	1.250	80	31.548
Adições de Financiamentos	–	3.163	258	–	3.421
Juros incorridos no período	–	45	30	2	77
Variações monetárias e cambiais	–	1.184	51	3	1.238
Transferência de Longo Prazo para Curto Prazo	–	(1.023)	(227)	(15)	(1.265)
Ajuste acumulado de conversão	–	(2.610)	(107)	(6)	(2.723)
Saldo final em 31 de Dezembro de 2012	–	30.977	1.255	64	32.296
No exterior					
Saldo inicial em 1º de Janeiro de 2012	5.004	14.430	21.026	710	41.170
Adições de Financiamentos	879	5.870	9.524	–	16.273
Juros incorridos no período	3	5	203	–	211
Variações monetárias e cambiais	91	536	104	11	742
Transferência de Longo Prazo para Curto Prazo	(677)	(836)	(592)	(85)	(2.190)
Ajuste acumulado de conversão	(255)	(521)	766	(8)	(18)
Saldo final em 31 de Dezembro de 2012	5.045	19.484	31.031	628	56.188
Saldo total em 31 de Dezembro de 2012	5.045	50.461	32.286	692	88.484
Não-circulante					
No Brasil					
Saldo inicial em 1º de Janeiro de 2013	–	30.977	1.255	64	32.296
Adições de Financiamentos	–	10.463	237	–	10.700
Juros incorridos no período	–	86	16	3	105
Variações monetárias e cambiais	–	1.510	54	2	1.566
Transferência de Longo Prazo para Curto Prazo	–	(9.894)	(181)	(13)	(10.088)
Transferência para passivos associados a ativos mantidos para venda	–	(14)	–	–	(14)
Ajuste acumulado de conversão	–	(4.128)	(170)	(7)	(4.305)
Saldo final em 31 de Dezembro de 2013	–	29.000	1.211	49	30.260
No exterior					
Saldo inicial em 1º de Janeiro de 2013	5.045	19.484	31.031	629	56.189
Adições de Financiamentos	1.557	9.178	10.990	87	21.812
Juros incorridos no período	1	14	36	8	59
Variações monetárias e cambiais	159	893	280	30	1.362
Transferência de Longo Prazo para Curto Prazo	(671)	(1.310)	(418)	(42)	(2.441)
Transferência para passivos associados a ativos mantidos para venda	–	(393)	–	–	(393)
Ajuste acumulado de conversão	(286)	(958)	653	(22)	(613)
Saldo final em 31 de Dezembro de 2013	5.805	26.908	42.572	690	75.975
Saldo total em 31 de Dezembro de 2013	5.805	55.908	43.783	739	106.235

Circulante

	2013	2012
Endividamento de Curto Prazo	3.654	3.666
Parcela Circulante do Endividamento de Longo Prazo	3.118	2.795
Juros Provisionados	1.229	1.018
	8.001	7.479

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas Explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

17.1. Informações sumarizadas sobre os financiamentos (passivo circulante e não circulante)

Vencimento em	2013						Total	Valor Justo
	até 1 ano	1 a 2 anos	2 a 3 anos	3 a 4 anos	4 a 5 anos	5 anos em diante		
Financiamentos em Reais (R\$):	1.115	1.392	2.920	2.156	2.320	12.922	22.825	22.712
Indexados a taxas flutuantes	743	984	2.571	1.802	1.996	11.183	19.279	
Indexados a taxas fixas	372	408	349	354	324	1.739	3.546	
Taxa média dos Financiamentos em Reais	7,4%	7,8%	9,2%	8,7%	8,9%	8,8%	8,7%	
Financiamentos em Dólares (US\$):	5.832	5.635	8.939	5.722	11.230	35.583	72.941	73.588
Indexados a taxas flutuantes	4.747	4.249	4.273	3.629	8.861	13.576	39.335	
Indexados a taxas fixas	1.085	1.386	4.666	2.093	2.369	22.007	33.606	
Taxa média dos Financiamentos em Dólares	3,1%	3,3%	3,1%	3,0%	3,1%	4,3%	3,7%	
Financiamentos em Reais indexados ao Dólar:	240	104	372	682	682	6.755	8.835	9.016
Indexados a taxas flutuantes	–	–	–	–	–	5	5	
Indexados a taxas fixas	240	104	372	682	682	6.750	8.830	
Taxa média dos Financiamentos em Reais indexados ao Dólar	5,2%	4,9%	6,7%	7,0%	7,0%	7,3%	7,1%	
Financiamentos em Libras (£):	13	–	–	–	–	1.859	1.872	1.904
Indexados a taxas fixas	13	–	–	–	–	1.859	1.872	
Taxa média dos Financiamentos em Libras	5,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	5,9%	5,9%	
Financiamentos em Ienes (¥):	581	118	446	108	98	–	1.351	1.373
Indexados a taxas flutuantes	98	98	98	98	98	–	490	
Indexados a taxas fixas	483	20	348	10	–	–	861	
Taxa média dos Financiamentos em Ienes	0,9%	0,9%	1,8%	0,8%	0,8%	0,0%	1,2%	
Financiamentos em Euro	213	14	11	11	1.721	4.428	6.398	6.631
Indexados a taxas fixas	213	14	11	11	1.721	4.428	6.398	
Taxa média dos Financiamentos em Euro	4,4%	1,4%	1,4%	1,4%	4,9%	4,2%	4,4%	
Financiamentos Outras Moedas	7	3	4	–	–	–	14	14
Indexados a taxas fixas	7	3	4	–	–	–	14	
Taxa média dos Financiamentos em outras moedas	12,5%	15,3%	15,3%	0,0%	0,0%	0,0%	14,0%	
Total em 31 de dezembro de 2013	8.001	7.266	12.692	8.679	16.051	61.547	114.236	115.238
Taxa média dos financiamentos	3,6%	4,2%	4,6%	4,7%	4,3%	5,6%	5,0%	
Total em 31 de dezembro de 2012	7.479	4.177	7.125	13.665	9.389	54.128	95.963	102.486

(*) Em 31 de dezembro de 2013, o prazo médio de vencimento dos financiamentos é de 7,1 anos.

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 34.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

17.2. Taxa média ponderada da capitalização de juros

A taxa média ponderada dos encargos financeiros da dívida utilizada para capitalização de juros sobre o saldo de obras em andamento foi de 4,5% a.a. em 2013 (4,5% a.a em 2012).

17.3. Captações - Saldo a utilizar

a) No exterior

Empresa	Valor em US\$ milhões		
	Contratado	Utilizado	Saldo a utilizar
PGT	1.000	500	500
Petrobras	2.500	253	2.247

b) No País

Empresa	Contratado	Utilizado	Saldo a utilizar
Transpetro (*)	4.272	879	3.393
Petrobras	5.964	3.795	2.169
PNBV	4.217	–	4.217
Liquigas	47	35	12

(*) Foram assinados contratos de compra e venda de 49 navios e 20 comboios com 6 estaleiros nacionais no montante de US\$ 5.017.

17.4. Garantias

As instituições financeiras não requerem garantias à Petrobras. Existem financiamentos concedidos por instituições de fomento, tais como o BNDES, que estão garantidos pelos bens financiados. Algumas subsidiárias emitem títulos que são total e incondicionalmente garantidos pela Petrobras, conforme detalhado na nota 38.

Os empréstimos obtidos por Entidades Estruturadas estão garantidos pelos próprios ativos dos projetos, bem como por penhor de direitos creditórios e ações das entidades.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

18. Arrendamentos mercantis

18.1. Recebimentos/pagamentos mínimos de arrendamento mercantil financeiro (com transferência de benefícios, riscos e controles)

	2013	
	Recebimentos Mínimos	Pagamentos Mínimos
Em 31 de dezembro de 2013		
2014	170	22
2015 - 2018	704	77
2019 em diante	1.821	266
Recebimentos/pagamentos de compromissos estimados	2.695	365
Menos montante dos juros anuais	(1.174)	(276)
Valor presente dos recebimentos/pagamentos mínimos	1.521	89
2014	96	9
2015 - 2018	398	32
2019 em diante	1.027	48
Valor presente dos recebimentos/pagamentos mínimos	1.521	89
Circulante	58	16
Não circulante	1.463	73
Em 31 de dezembro de 2013	1.521	89
Circulante	60	18
Não circulante	1.536	86
Em 31 de dezembro de 2012	1.596	104

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

	2013
2014	14.683
2015 - 2018	24.189
2019 em diante	13.219
Em 31 de dezembro de 2013	52.091
Em 31 de dezembro de 2012	52.051

Em 2013, a Companhia reconheceu despesas com arrendamento mercantil operacional no montante de US\$ 11.520 (US\$ 10.389 em 2012).

Os arrendamentos mercantis operacionais incluem, principalmente, unidades de produção de petróleo e gás natural, sondas de perfuração e outros equipamentos de exploração e produção, navios, embarcações de apoio, helicópteros, terrenos e edificações

19. Partes relacionadas

As operações comerciais da Petrobras com suas subsidiárias, entidades estruturadas consolidadas e coligadas são efetuadas a preços e condições normais de mercado. Em 31 de dezembro de 2013 e 31 de dezembro de 2012, não eram esperadas perdas na realização das contas a receber.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

19.1. Transações com empreendimentos em conjunto, coligadas, entidades governamentais e fundos de pensão

As transações significativas resultaram nos seguintes saldos:

	2013			2012		
	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas						
Distribuidoras estaduais de gás natural	3.920	424	209	3.200	446	216
Empresas do setor petroquímico	7.456	94	120	7.693	152	109
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	940	140	193	686	182	272
	12.316	658	522	11.579	780	597
Entidades governamentais						
Títulos públicos federais	1.044	6.247	-	2.169	18.086	-
Bancos controlados pela União Federal	(1.973)	2.801	29.791	(1.850)	3.640	31.877
Setor Elétrico (nota explicativa 19.2)	747	2.156	-	926	1.937	-
Contas petróleo e álcool - créditos junto a União Federal (nota explicativa 19.3)	-	357	-	-	409	-
União Federal (Dividendos)	(18)	-	834	3	-	478
Outros	92	209	334	(117)	361	452
	(108)	11.770	30.959	1.131	24.433	32.807
Planos de Pensão	-	-	156	(6)	-	163
	12.208	12.428	31.637	12.704	25.213	33.567

19.2. Os saldos estão classificados no Balanço Patrimonial conforme abaixo:

	2013			2012		
	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo
Receitas, principalmente de vendas	13.164			12.365		
Variações monetárias e cambiais líquidas	(791)			(1.083)		
Receitas (despesas) financeiras líquidas	(165)			1.422		
Ativo Circulante		7.622			20.354	
Não Circulante		4.806			4.859	
Passivo Circulante			3.568			3.361
Passivo Não Circulante			28.069			30.206
	12.208	12.428	31.637	12.704	25.213	33.567

19.3. Recebíveis do setor elétrico

Em 31 de dezembro de 2013, a Companhia possuía recebíveis do setor elétrico no total de US\$ 2.156 (US\$ 1.937 em 31 de dezembro de 2012), dos quais US\$ 1.743 foram classificados no ativo não circulante.

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

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

Em março de 2013 foi celebrado instrumento particular de confissão de dívida com a AME, tendo a Eletrobras como fiadora, no montante de US\$ 422, a ser amortizado em 60 (sessenta) prestações mensais e sucessivas de US\$ 7, corrigidas pela SELIC.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

Cobranças sistemáticas têm sido realizadas, resultando em pagamentos parciais. O saldo desses recebíveis era de US\$ 1.977 (US\$ 1.723 em 31 de dezembro de 2012), dos quais US\$ 1.450 estavam vencidos (US\$ 1.451 em 31 de dezembro de 2012).

Adicionalmente, a Companhia possui contratos com a AME de fornecimento de energia, firmados em 2005 pela controlada Breitener Energética S.A., cujas características configuraram um arrendamento mercantil financeiro das duas usinas termoelétricas, visto que os contratos determinam, entre outras condições, a transferência das usinas para AME ao final do contrato sem indenização (prazo de 20 anos). O saldo desses recebíveis era de US\$ 179 (US\$ 214 em 31 de dezembro de 2012), não havendo valores vencidos.

19.4. Contas petróleo e álcool - STN

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo da conta era de US\$ 357 (US\$ 409 em 31 de dezembro de 2012) e poderá ser quitado pela União por meio da emissão de títulos do Tesouro Nacional, de valor igual ao saldo final do encontro de contas com a União, de acordo com o previsto na Medida Provisória nº 2.181, de 24 de agosto de 2001, ou mediante compensação com outros montantes que a Petrobras porventura estiver devendo à União Federal, na época, inclusive os relativos a tributos ou uma combinação das operações anteriores.

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

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

19.5. Remuneração do pessoal-chave da Companhia

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

As remunerações de empregados, incluindo os ocupantes de funções gerenciais, e dirigentes da Petrobras relativas ao mês de dezembro de 2013 e 2012 foram as seguintes:

	2013	2012
Remuneração por empregado		
Menor remuneração	1.169,61	1.118,64
Remuneração média	6.246,79	5.631,54
Maior remuneração	36.077,81	33.233,06
Remuneração por dirigente da Petrobras (maior)	44.144,51	41.415,24

As remunerações totais do pessoal chave da administração da Petrobras são apresentadas a seguir:

	2013			2012		
	Conselho de Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Total	Conselho de Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Total
Benefícios de curto prazo	4,6	0,5	5,1	5,1	0,6	5,7
Benefícios de longo prazo (pós-emprego)	0,3	-	0,3	0,3	-	0,3
Remuneração total	4,9	0,5	5,4	5,4	0,6	6,0
Número de membros	7	10	17	7	10	17

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

No exercício de 2013, os honorários de diretores e conselheiros no consolidado totalizaram US\$ 27,6 (US\$ 29 em 2012).

20. Provisões para desmantelamento de áreas

Passivo não circulante	2013	2012
Saldo inicial	9.441	4.712
Revisão de provisão	(902)	5.226
Utilização por pagamentos	(506)	(286)
Atualização de juros	199	134
Outros (*)	59	4
Ajuste acumulado de conversão	(1.158)	(349)
Saldo final	7.133	9.441

(*) Inclui valores transferidos para o passivo circulante, classificados como mantidos para venda, conforme nota explicativa 10.

21. Tributos

21.1. Impostos de renda contribuição social correntes

	2013	2012
Ativo circulante		
No país	951	1.255
No exterior	109	207
	1.060	1.462
Passivo circulante		
No país	158	280
No exterior	123	65
	281	345

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

21.2. Impostos e contribuições

Ativo circulante	2013	2012
Impostos no Brasil:		
ICMS	1.623	1.542
PIS/COFINS (Tributação sobre a receita)	2.069	2.279
CIDE	20	23
Outros impostos	151	193
	<u>3.863</u>	<u>4.037</u>
Impostos no exterior	48	73
	<u>3.911</u>	<u>4.110</u>
Ativo não circulante		
Impostos no Brasil:		
ICMS diferido	879	903
PIS e COFINS diferidos (Tributação sobre a receita)	4.197	4.051
Outros	292	252
	<u>5.368</u>	<u>5.206</u>
Impostos no exterior	12	17
	<u>5.380</u>	<u>5.223</u>
Passivo circulante		
Impostos no Brasil:		
ICMS	1.164	1.488
PIS/COFINS (Tributação sobre a receita)	230	491
CIDE	16	17
Participação especial/Royalties	2.432	2.624
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	256	565
Outros	350	360
	<u>4.448</u>	<u>5.545</u>
Impostos no exterior	221	238
	<u>4.669</u>	<u>5.783</u>

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas Explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

21.3. Imposto de renda e contribuição social diferidos - não circulante

O imposto sobre a renda no Brasil compreende o imposto de renda (IRPJ) e a contribuição social sobre o lucro (CSLL), cujas alíquotas oficiais aplicáveis são de 25% e de 9%, respectivamente. A movimentação do imposto de renda e da contribuição social diferidos está apresentada a seguir:

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

	Imobilizado									Total
	Custo com prospecção	Outros	Empréstimos, contas a receber / pagar e financiamentos	Arrendamentos mercantis financeiros	Provisão para processos judiciais	Prejuízos fiscais	Estoques	Juros sobre capital próprio	Outros(*)	
Saldo em 1º de janeiro de 2012 (*)	(11.374)	(2.203)	(425)	(844)	335	343	634	473	1.289	(11.772)
Reconhecido no resultado do exercício	(2.327)	(1.284)	961	217	59	998	(119)	595	(366)	(1.266)
Reconhecido no patrimônio líquido	-	-	-	-	-	-	-	-	1.519	1.519
Ajuste acumulado de conversão	1.038	341	24	77	(76)	(213)	(48)	(18)	(314)	811
Outros	(14)	35	1	(38)	28	(19)	-	-	16	9
Saldo em 31 de dezembro 2012 (*)	(12.677)	(3.111)	561	(588)	346	1.109	467	1.050	2.144	(10.699)
Reconhecido no resultado do período	(2.567)	(1.487)	330	(53)	133	3.481	177	351	(767)	(402)
Reconhecido no patrimônio líquido	-	-	1.407	53	-	71	-	-	(1.504)	27
Ajuste acumulado de conversão	1.842	427	(221)	72	(63)	(330)	(77)	(50)	(350)	1.250
Outros	(4)	165	(93)	(2)	(7)	480	8	(8)	509	1.048
Saldo em 31 de dezembro de 2013	(13.406)	(4.006)	1.984	(518)	409	4.811	575	1.343	32	(8.776)

Impostos diferidos ativos	1.277
Impostos diferidos passivos	(11.976)
Saldo em 31 de dezembro 2012 (*)	(10.699)

Impostos diferidos ativos	1.130
Impostos diferidos passivos	(9.906)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	(8.776)

(*) Reapresentado, conforme nota explicativa 2.3

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

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

b) Realização do imposto de renda e da contribuição social diferidos

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

Em 31 de dezembro de 2013, a expectativa de realização dos ativos e passivos fiscais diferidos é a seguinte:

	Impostos diferidos	
	Ativos	Passivos
2014	111	102
2015 em diante	1.019	9.804
Parcela registrada contabilmente	1.130	9.906
País	642	-
Exterior	2.223	-
Parcela não registrada contabilmente	2.865	-
Total	3.995	9.906

Em 31 de dezembro de 2013, a Companhia possuía créditos tributários no exterior não registrados no montante de US\$ 2.223 (US\$ 2.122 em 31 de dezembro de 2012) decorrentes de prejuízos fiscais acumulados, oriundos, principalmente, das atividades de exploração e produção de óleo e gás e refino nos Estados Unidos no valor de US\$ 1.680 (US\$ 1.329 em 31 de dezembro de 2012) e das empresas na Espanha no valor de US\$ 543, cujo prazo de prescrição é de 20 anos, a partir da data de sua constituição.

O quadro a seguir demonstra os prazos máximos para aproveitamento dos créditos tributários não registrados no exterior:

Ano											2013	Total
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030 em diante	
Créditos tributários não registrados	55	174	79	74	94	6	113	130	163	203	1.132	2.223

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

A reconciliação dos tributos apurados conforme alíquotas nominais e o valor dos impostos registrados estão apresentados a seguir:

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

	2013	2012	2011
Lucro antes dos impostos	13.410	14.493	26.724
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas nominais (34%)	(4.558)	(4.928)	(9.089)
Ajustes para apuração da alíquota efetiva:			
· Juros sobre capital próprio, líquidos	1.306	1.612	2.123
· Alíquotas diferenciadas de empresas no exterior	644	335	422
· Incentivos fiscais	57	58	220
· Prejuízos Fiscais	(1)	(341)	(345)
· Exclusões/(Adições) permanentes, líquidas (*)	(198)	(559)	(268)
· Créditos fiscais de empresas no exterior em fase exploratória	(2)	(2)	-
· Outros	174	263	205
Despesa com imposto de renda e contribuição social	(2.578)	(3.562)	(6.732)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(402)	(1.266)	(3.599)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(2.176)	(2.296)	(3.133)
	(2.578)	(3.562)	(6.732)
Alíquota efetiva de imposto de renda e contribuição social	19,2%	24,6%	25,2%

(*) Inclui equivalência patrimonial

22. Benefícios concedidos a empregados

Os saldos relativos a benefícios pós-emprego concedidos a empregados estão representados a seguir:

	2013	2012	01.01.2012
Passivo			
Plano de Pensão Petros	5.342	11.141	6.871
Plano de Pensão Petros 2	121	547	606
Plano de saúde AMS	6.999	8.390	8.214
Outros planos	111	146	127
	12.573	20.224	15.818
Circulante	816	788	761
Não Circulante	11.757	19.436	15.057
	12.573	20.224	15.818

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

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

A gestão dos planos de previdência complementar da Companhia é responsabilidade da Fundação Petrobras de Seguridade Social (Petros), que foi constituída pela Petrobras como uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, com autonomia administrativa e financeira.

a) Plano Petros - Fundação Petrobras de Seguridade Social

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

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

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

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

Em 31 de dezembro 2013, os saldos dos Termos de Compromisso Financeiro - TCF, assinados em 2008 pela Companhia e a Petros, totalizavam US\$ 3.514, dos quais US\$ 209, de juros vencem em 2014. Os compromissos dos TCF têm prazo de vencimento em 20 anos com pagamento de juros semestrais de 6% a.a. sobre o saldo a pagar atualizado. Nesta mesma data, a Companhia possuía estoque de petróleo e/ou derivados dado como garantia dos TCF no valor de US\$ 2.976, em substituição às Notas do Tesouro Nacional de longo prazo, em julho de 2012.

As contribuições esperadas das patrocinadoras para 2014 são de US\$ 456.

A duração média do passivo atuarial do plano na data base de 31 de dezembro de 2013 é de 12,26 anos.

b) Plano Petros 2 - Fundação Petrobras de Seguridade Social

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

A parcela desse plano com característica de benefício definido refere-se à cobertura de risco com invalidez e morte, garantia de um benefício mínimo e renda vitalícia, sendo que os compromissos atuariais relacionados estão registrados de acordo com o método da unidade de crédito projetada. A parcela do plano com característica de contribuição definida destina-se à formação de reserva para aposentadoria programada, cujas contribuições são reconhecidas no resultado de acordo com o pagamento. Em 2013, a contribuição da Companhia para parcela de contribuição definida totalizou US\$ 308.

A parcela da contribuição com característica de benefício definido está suspensa entre 1º de julho de 2012 a 30 de junho de 2014, conforme decisão do Conselho Deliberativo da Fundação Petros, que se baseou na recomendação da Consultoria Atuarial da Fundação. Dessa forma, toda contribuição deste período está sendo destinada para conta individual do participante.

As contribuições esperadas das patrocinadoras para 2014 são de US\$ 292, referente a parcela de contribuição definida.

A duração média do passivo atuarial do plano na data base em 31 de dezembro de 2013 é de 27,86 anos.

22.2. Outros planos

A Companhia também patrocina outros planos de pensão e saúde no país e no exterior, dentre os quais se destacam planos no exterior com características de benefício definido, por meio de controladas na Argentina, Japão e outros países cuja maioria dos planos é financiada e os ativos são mantidos em trustes, fundações ou entidades similares que são regidas pelas regulamentações locais.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

22.3. Ativos dos planos de pensão

A estratégia de investimentos para ativos dos planos de benefícios é reflexo de uma visão de longo prazo, de uma avaliação dos riscos inerentes às diversas classes de ativos, bem como da utilização da diversificação como mecanismo de redução de risco da carteira. A carteira de ativos do plano deverá obedecer às normas definidas pelo Conselho Monetário Nacional. Os limites de alocação dos ativos no período entre 2014 a 2018 é de: 30% a 60% em renda fixa, 30% a 50% em renda variável, 3,0% a 8,0% em imóveis, 1,5% a 15% em empréstimos a participantes, 4,0% a 10% em projetos estruturados e de 0,0% a 1% em investimentos no exterior.

A Fundação Petros elabora Políticas de Investimentos para períodos de 5 anos, que são revisadas anualmente. Na última edição da Política de Investimentos (2013-2017), a Petros esclarece que um modelo de ALM – Asset and Liability Management é utilizado para resolver descasamentos de fluxo de caixa líquido dos planos de benefícios por ela administrados, considerando parâmetros de liquidez e solvência, adotando-se nas simulações o horizonte de 30 anos.

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

Categoria do Ativo	2013			2012	
	Preços cotados em mercado ativo	Preços não cotados em mercado ativo	Valor justo total	Valor justo total	%
Renda fixa	6.523	1.998	8.521	12.792	46%
Títulos privados	–	536	536	863	
Títulos públicos	6.523	–	6.523	10.000	
Outros investimentos	–	1.462	1.462	1.929	
Renda variável	10.152	347	10.499	10.928	39%
Ações à vista	10.152	–	10.152	10.792	
Outros investimentos	–	347	347	136	
Investimentos Estruturados	–	1.571	1.571	1.836	7%
Fundos de Private Equity	–	1.464	1.464	1.729	
Fundos de Venture Capital	–	29	29	39	
Fundos Imobiliários	–	78	78	68	
Imóveis	–	1.388	1.387	1.304	5%
	16.675	5.304	21.978	26.860	97%
Empréstimos a participantes			757	825	3%
			22.735	27.685	100%

Em 31 de dezembro de 2013, os investimentos incluem ações ordinárias e preferenciais da Petrobras no valor de US\$ 228 e de US\$ 169, respectivamente, e imóveis alugados pela Companhia no valor de US\$ 172.

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

22.4. Plano de Saúde - Assistência Multidisciplinar de Saúde (AMS)

A Petrobras e a BR Distribuidora mantêm um plano de assistência médica (AMS), que cobre todos os empregados das empresas no Brasil (ativos e inativos) e dependentes. O plano é administrado pela própria Companhia e sua gestão é baseada em princípios de autossustentabilidade do benefício, e conta com programas preventivos e de atenção à saúde. O principal risco atrelado a benefícios de saúde é o relativo ao ritmo de crescimento dos custos médicos, que decorre tanto da implantação de novas tecnologias e inclusão de novas coberturas quanto de um maior consumo de saúde. Nesse sentido, a Cia busca mitigar esse risco por meio de aperfeiçoamento contínuo de seus procedimentos técnicos e administrativos, bem como aprimoramento dos diversos programas oferecidos aos beneficiários.

Os empregados contribuem com uma parcela mensal pré-definida para cobertura de grande risco e com uma parcela dos gastos incorridos referentes às demais coberturas, ambas estabelecidas conforme tabelas de

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

participação baseadas em determinados parâmetros, incluindo níveis salariais, além do benefício farmácia que prevê condições especiais na aquisição, em farmácias cadastradas distribuídas em todo o território nacional, de certos medicamentos. O plano de assistência médica não está coberto por ativos garantidores. O pagamento dos benefícios é efetuado pela Companhia com base nos custos incorridos pelos participantes.

A duração média do passivo atuarial do plano na data base em 31 de dezembro de 2013 é de 20,34 anos.

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

As informações de outros planos foram agregadas, uma vez que o total de ativos e obrigações destes planos não são significativos. Todos os planos têm acumulado obrigações de benefícios em excesso aos ativos dos planos.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas Explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

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

	2013					2012 (*)				
	Plano de Pensão		Plano de Saúde	Outros planos	Total	Plano de Pensão		Plano de saúde	Outros planos	Total
	Petros	Petros 2	A M S			Petros	Petros 2	A M S		
Movimentação do valor presente das obrigações atuariais										
Obrigação atuarial no início do exercício	38.548	789	8.390	182	47.909	32.966	780	8.214	162	42.122
Custo dos juros:	3.373	73	735	20	4.201	3.551	86	892	8	4.537
· Com termo de compromisso financeiro	298	-	-	1	299	303	(1)	(5)	3	300
· Atuarial	3.075	73	735	19	3.902	3.248	87	897	5	4.237
Custo do serviço corrente	484	145	192	10	831	(9)	197	146	7	341
Contribuições de participantes	182	-	-	-	182	197	28	-	-	225
Benefícios pagos	(1.155)	(6)	(364)	(10)	(1.535)	(1.168)	(3)	(363)	(10)	(1.544)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência	1.701	(118)	(1.978)	(2)	(397)	(2.795)	(703)	(1.738)	(6)	(5.242)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	323	(31)	2	(5)	289	726	36	352	6	1.120
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras	(11.215)	(443)	1.066	5	(10.587)	8.180	403	1.566	15	10.164
Outros	-	22	-	(27)	(5)	(6)	32	40	20	86
Ajustes acumulados de conversão	(4.437)	(77)	(1.044)	(22)	(5.580)	(3.094)	(67)	(719)	(20)	(3.900)
Obrigação atuarial no fim do exercício	27.804	354	6.999	151	35.308	38.548	789	8.390	182	47.909
Movimentação no valor justo dos ativos do plano										
Ativos do plano no início do exercício	27.407	242	-	36	27.685	26.096	174	-	35	26.305
Receita de juros	2.461	22	-	4	2.487	2.829	25	-	2	2.856
Contribuições pagas pela empresa	255	-	364	24	643	257	22	363	5	647
Contribuições de participantes	182	-	-	-	182	196	28	-	-	224
Recebimentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	153	-	-	-	153	164	-	-	-	164
Benefícios pagos	(1.155)	(6)	(364)	(10)	(1.535)	(1.168)	(3)	(363)	(10)	(1.544)
Remensuração: Retorno sobre os ativos excedente a receita de juros	(3.458)	8	-	3	(3.447)	1.339	8	-	2	1.349
Outros	-	-	-	(13)	(13)	2	7	-	7	16
Ajustes acumulados de conversão	(3.383)	(33)	-	(4)	(3.420)	(2.308)	(19)	-	(5)	(2.332)
Ativos do plano no fim do exercício	22.462	233	-	40	22.735	27.407	242	-	36	27.685
Valores reconhecidos no balanço patrimonial										
Valor presente das obrigações	27.804	354	6.999	151	35.308	38.548	789	8.390	182	47.909
(-) Valor justo dos ativos do plano	(22.462)	(233)	-	(40)	(22.735)	(27.407)	(242)	-	(36)	(27.685)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro	5.342	121	6.999	111	12.573	11.141	547	8.390	146	20.224
Movimentação do passivo atuarial líquido										
Saldo em 31 de dezembro de 2011						2.271	327	6.909	132	9.639
(+) Adoção do IAS 19						4.600	279	1.305	(5)	6.179
Saldo em 1º de janeiro	11.141	547	8.390	146	20.224	6.871	606	8.214	127	15.818
(+) Efeitos de remensuração reconhecidos em outros resultados abrangentes	(5.733)	(600)	(910)	(5)	(7.248)	4.772	(272)	180	13	4.693
(+) Custos incorridos no exercício	1.396	218	927	25	2.566	705	284	1.077	25	2.091
(-) Pagamento de contribuições	(255)	-	(364)	(24)	(643)	(257)	(22)	(363)	(5)	(647)
(-) Pagamento do termo de compromisso financeiro	(153)	-	-	-	(153)	(164)	-	-	-	(164)
Outros	-	-	-	(13)	(13)	-	(1)	1	1	1
Ajustes acumulados de conversão	(1.054)	(44)	(1.044)	(18)	(2.160)	(786)	(48)	(719)	(15)	(1.568)
Saldo em 31 de dezembro	5.342	121	6.999	111	12.573	11.141	547	8.390	146	20.224

(*) Reapresentado, conforme nota explicativa 2.3.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas Explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

b) Componentes do custo de benefício definido

	2013					2012 (*)					2011 (*)				
	Plano de Pensão		Saúde		Total	Plano de Pensão		Saúde		Total	Plano de Pensão		Saúde		Total
	Petros	Petros 2	AMS	Outros planos		Petros	Petros 2	AMS	Outros planos		Petros	Petros 2	AMS	Outros planos	
Custo do serviço	484	145	192	10	831	(9)	197	146	7	341	(9)	182	146	6	325
Juros líquidos sobre Passivo/(Ativo) líquido	912	51	735	16	1.714	722	61	892	6	1.681	629	33	926	10	1.598
Outros	-	22	-	(1)	21	(8)	26	39	12	69	(226)	3	30	-	(193)
Custo líquido no exercício	1.396	218	927	25	2.566	705	284	1.077	25	2.091	394	218	1.102	16	1.730
Relativa a empregados ativos:															
Absorvida no custeio das atividades operacionais	597	119	267	3	986	218	124	228	4	574	123	91	212	8	434
Diretamente no resultado	355	94	211	20	680	121	153	180	21	475	58	122	180	8	368
Relativa aos inativos:	444	5	449	2	900	366	7	669	-	1.042	213	5	710	-	928
Custo líquido no exercício	1.396	218	927	25	2.566	705	284	1.077	25	2.091	394	218	1.102	16	1.730

(*) Reapresentado, conforme nota explicativa 2.3.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

c) Análise de sensibilidade

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

	Taxa de desconto				Custos Médicos	
	Pensão		Saúde		Saúde	
	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.
Obrigação atuarial	(2.689)	3.256	(712)	865	981	(814)
Custo do serviço e juros	(119)	140	(47)	55	157	(128)

d) Premissas atuariais adotadas no cálculo

	2013		2012	
Taxa de desconto	12,88% (1) / 12,97% (2) / 12,90% (3)		9,35% (1) (2) / 9,42% (3)	
Taxa de crescimento salarial	8,03% (1) / 10,21% (2)		7,62% (1) / 9,51% (2)	
Taxa de rotatividade dos planos de saúde	0,590% a.a (4)		0,700% a.a (4)	
Taxa de rotatividade dos planos de pensão	Nula		Nula	
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares	11,62% a 4,09%a.a (5)		11,74% a 4,11%a.a (5)	
Tábua de mortalidade	AT 2000 Básica, específica por sexo e suavizada em 20% (6)		AT 2000 por sexo, suavizada em 30% para o sexo feminino(6)	
Tábua de invalidez	TASA 1927 (7)		TASA 1927 (7)	
Tábua de mortalidade de inválidos	Winklevoss por sexo suavizada em 20% (8)		Winklevoss por sexo suavizada em 20% (8)	

(1) Plano Petros Sistema Petrobras.

(2) Plano Petros 2

(3) Plano AMS.

(4) Rotatividade média que varia de acordo com a idade e tempo de serviço. Em 2013, exceto para a BR (1,247%) e para a Liquigas (8,546%).

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

(6) Exceto para o Plano Petros 2, para o qual foi aplicada a Tábua de Mortalidade AT 2000 (80% masculino + 20% feminino) suavizada em em 10%.

(7) Exceto para o Plano Petros 2, para o qual foi utilizada a Tábua de invalidez Álvaro Vindas.

(8) Exceto para o Plano Petros 2, para o qual foram aplicadas as Tábuas de mortalidade de inválidos IAPB 1957 (2013) e AT 49 Masculina (2012).

e) Perfil de vencimento da obrigação

	2013				
	Plano de Pensão			Saúde	Total
	Petros	Petros 2	AMS	Outros planos	
Até 1 Ano	1.715	12	357	3	2.087
De 1 A 2 Anos	1.681	14	365	3	2.063
De 2 A 3 Anos	1.644	15	363	2	2.024
De 3 A 4 Anos	1.600	15	378	2	1.995
Acima de 4 Anos	21.164	298	5.536	141	27.139
	27.804	354	6.999	151	35.308

f) Outros planos de contribuição definida

A Petrobras por meio de suas controladas no país e no exterior também patrocina planos de aposentadoria aos empregados de contribuição definida. As contribuições pagas no exercício de 2013, reconhecidas no resultado, totalizaram US\$ 3.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

23. Participação nos lucros ou resultados

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

A Companhia reconhece a despesa de participação nos lucros, no valor de US\$ 520 (US\$ 524 em 2012) de acordo com as regras vigentes, considerando um percentual de 4,5 por cento aplicado sobre o lucro antes da participação nos lucros e da participação dos acionistas não controladores.

A Companhia está em negociação com as entidades sindicais em busca de uma nova metodologia para regramento da PLR conforme antecipado durante o Acordo Coletivo de Trabalho 2013.

24. Patrimônio líquido

24.1. Capital social realizado

Em 31 de dezembro de 2013, o capital subscrito e integralizado no valor de US\$ 107.371 está representado por 7.442.454.142 ações ordinárias e 5.602.042.788 ações preferenciais, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

Aumento de capital com reservas em 2013

A Assembleia Geral Extraordinária, realizada em conjunto com a Assembleia Geral Ordinária de Acionistas, em 29 de abril de 2013, aprovou o aumento do capital social da Companhia de US\$ 107.362 para US\$ 107.371, mediante a capitalização de reservas de lucros de incentivos fiscais constituídas em 2012, no montante de US\$ 9, em atendimento ao artigo 35, parágrafo 1º, da Portaria nº 2.091/07 do Ministro do Estado da Integração Nacional. Essa capitalização foi efetivada sem a emissão de novas ações, de acordo com o artigo 169, parágrafo 1º, da Lei nº 6.404/76.

Aumento de capital com reservas em 2014

A Administração da Petrobras está propondo à Assembleia Geral Extraordinária, a ser realizada em conjunto com a Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2014, o aumento do capital social da Companhia de US\$ 107.371 para US\$ 107.380, mediante a capitalização de reservas de lucros de incentivos fiscais constituídas em 2013, no montante de US\$ 9.

24.2. Contribuição adicional de capital

a) Gastos com emissão de ações

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

b) Mudança de participação em controladas

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

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

24.3. Reservas de lucros

a) Reserva legal

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

b) Reserva estatutária

Constituída mediante a apropriação do lucro líquido de cada exercício de um montante equivalente a, no mínimo, 0,5% do capital social integralizado no fim do exercício e destina-se ao custeio dos programas de pesquisa e desenvolvimento tecnológico. O saldo desta reserva não pode exceder a 5% do capital social integralizado, de acordo com o artigo 55 do Estatuto Social da Companhia.

c) Reserva de incentivos fiscais

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

No exercício de 2013, foram destinados do resultado US\$ 9 de incentivo para subvenção de investimentos no âmbito das Superintendências de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE) e da Amazônia (SUDAM), referentes à realização de parte dos depósitos para reinvestimentos com recursos do imposto de renda.

d) Reserva de retenção de lucros

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

O Conselho de Administração está propondo a manutenção no patrimônio líquido, em reserva de retenção de lucros, do montante de US\$ 7.277, que se destina a atender parcialmente o programa anual de investimentos estabelecidos no orçamento de capital do exercício de 2014, a ser deliberado em Assembleia Geral de Acionista de 2014.

22.4. Ajuste de avaliação patrimonial

a) Ajuste acumulado de conversão

Inclui as diferenças de conversão das demonstrações contábeis consolidadas, da moeda funcional para a moeda de apresentação, reconhecidas como ajustes acumulados de conversão (CTA) em outros resultados abrangentes.

b) Outros resultados abrangentes

Variações de valor justo envolvendo ativos financeiros disponíveis para venda, hedge de fluxo de caixa e com remensurações do passivo atuarial líquido.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

24.4. Dividendos

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

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

A proposta do dividendo relativo ao exercício de 2013, que está sendo encaminhada pela Administração da Petrobras à aprovação dos acionistas na Assembleia Geral Ordinária de 2014, no montante de US\$ 3.970, atende aos direitos garantidos estatutariamente às ações preferenciais e distribui às ações ordinárias o dividendo mínimo calculado sobre o lucro básico. Esse dividendo proposto alcançou 41,85% do lucro básico porque o direito dos preferencialistas, de prioridade de 3% da parcela do patrimônio líquido representativa das ações preferenciais, superou o dividendo mínimo equivalente a 25% sobre o lucro básico.

Os juros sobre o capital próprio serão disponibilizados na data que vier a ser fixada em Assembleia Geral Ordinária, e terá os seus valores atualizados monetariamente, a partir de 31 de dezembro de 2013 até a data de início do pagamento, de acordo com a variação da taxa SELIC.

Os juros sobre o capital próprio estão sujeitos à retenção de imposto de renda na fonte de 15%, exceto para os acionistas imunes e isentos, conforme estabelecido na Lei nº 9.249/95. Esses juros foram imputados aos dividendos do exercício, na forma prevista no Estatuto Social da Companhia, contabilizados no resultado, conforme requerido pela legislação fiscal, e foram revertidos contra lucros acumulados, conforme determina a Deliberação CVM nº 207/96, resultando em um crédito tributário de imposto de renda e contribuição social no montante de US\$ 1.389 (US\$ 1.612 em 2012).

24.5. Lucro por Ação

	2013	2012	2011
Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras	11.094	11.034	20.121
Média ponderada da quantidade de ações ordinárias e preferenciais em circulação (nº. de ações)	13.044.496.930	13.044.496.930	13.044.496.930
Lucro líquido básico e diluído por ação ordinária e preferencial (U.S.\$ por ação)	0,85	0,85	1,54

25. Receita de vendas

	2013	2012	2011
Receita bruta de vendas	172.016	176.714	183.022
Encargos de vendas	(30.554)	(32.611)	(37.107)
Receita de vendas (*)	141.462	144.103	145.915
Mercado Interno	106.464	100.497	98.941
Exportações	15.172	22.353	24.649
Vendas Internacionais (**)	19.826	21.253	22.325

(*) A receita de vendas por segmento de negócio está apresentada na nota explicativa 30.

(**) Receita proveniente de vendas realizadas no exterior, exceto exportações.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

26. Outras despesas operacionais, líquidas

	2013	2012	2011
Paradas não programadas e gastos pré-operacionais	(923)	(856)	(901)
Plano de pensão e saúde	(900)	(1.042)	(928)
Relações institucionais e projetos culturais	(821)	(777)	(884)
Ajuste ao valor de mercado dos estoques	(580)	(742)	(643)
Acordo coletivo de trabalho	(419)	(444)	(430)
(Perdas) / Ganhos c/ processos judiciais, administrativos e arbitrais	(269)	(716)	130
Gastos com segurança, meio ambiente e saúde	(225)	(289)	(474)
Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	(544)	(137)	(369)
Gastos/Ressarcimentos com operações em parcerias de E&P	241	268	10
Subvenções e assistências governamentais	181	385	378
Resultado com alienação / baixa de ativos	1.764	(2)	7
Outros	258	167	120
	(2.237)	(4.185)	(3.984)

27. Despesas por natureza

	2013	2012	2011
Matérias-primas e produtos para revenda	(60.116)	(58.410)	(57.274)
Participação governamental	(14.498)	(16.083)	(16.228)
Despesas com pessoal	(12.769)	(12.071)	(12.207)
Depreciação, depleção e amortização	(13.188)	(11.119)	(10.535)
Variação dos estoques	1.681	724	5.278
Materiais, serviços, fretes, aluguéis e outros	(22.608)	(24.016)	(23.457)
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura)	(1.892)	(2.847)	(1.480)
Tributárias	(780)	(386)	(460)
(Perdas) / Ganhos c/ processos judiciais, administrativos e arbitrais	(269)	(716)	130
Relações institucionais e projetos culturais	(821)	(777)	(884)
Paradas não programadas e gastos pré-operacionais	(923)	(856)	(901)
Gastos com segurança, meio ambiente e saúde	(225)	(289)	(474)
Ajuste ao valor de mercado dos estoques	(580)	(742)	(643)
Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	(544)	(137)	(369)
Resultado com alienação / baixa de ativos	1.764	(2)	7
	(125.768)	(127.727)	(119.497)
Custo dos produtos e serviços vendidos	(108.254)	(107.534)	(99.595)
Despesas com vendas	(4.904)	(4.927)	(5.346)
Despesas gerais e administrativas	(4.982)	(5.034)	(5.161)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(2.959)	(3.994)	(2.630)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(1.132)	(1.143)	(1.454)
Tributárias	(780)	(386)	(460)
Outras receitas e despesas operacionais, líquidas	(2.237)	(4.185)	(3.984)
Participação nos lucros	(520)	(524)	(867)
	(125.768)	(127.727)	(119.497)

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

28. Resultado financeiro líquido

	2013	2012	2011
Variações cambiais e monetárias sobre endividamento líquido (*)	(1.603)	(3.327)	(2.918)
Despesa com endividamentos	(5.491)	(5.152)	(4.866)
Receita com aplicações financeiras e títulos públicos	1.278	1.716	2.948
Resultado financeiro sobre endividamento líquido	(5.816)	(6.763)	(4.836)
Encargos financeiros capitalizados	3.921	3.807	4.403
Ganhos (perdas) com instrumentos derivativos	(181)	(52)	(215)
Receita com títulos e valores mobiliários	(95)	919	286
Outras despesas e receitas financeiras líquidas	(320)	404	(39)
Outras variações cambiais e monetárias líquidas	(300)	(241)	477
Resultado financeiro líquido	(2.791)	(1.926)	76
Receitas	1.815	3.659	3.943
Despesas	(2.673)	(2.016)	(1.424)
Variações cambiais e monetárias, líquidas	(1.933)	(3.569)	(2.443)
	(2.791)	(1.926)	76

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

29. Informações complementares a demonstração do fluxo de caixa

	2013	2012	2011
Informações adicionais aos fluxos de caixa			
Valores pagos durante o período			
Imposto de renda e contribuição social	1.244	1.093	2.049
Imposto de renda retido na fonte de terceiros	1.733	2.045	2.377
	2.977	3.138	4.426
Transações de investimentos e financiamentos que não envolvem caixa			
Aquisição de imobilizado a prazo	209	187	8
Contratos com transferência de benefícios, riscos e controles de bens	-	-	19
Provisão (reversão) para desmantelamento de áreas	(629)	5.208	1.407

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas Explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

30. Informações por Segmento

Ativo Consolidado por área de negócio - 31.12.2013

	E&P	Abastecimento	Gás & Energia	Biocombustíveis	Distribuição	Internacional	Corporativo	Eliminação	Total
Circulante	5.902	19.064	3.864	77	2.457	5.089	21.643	(5.441)	52.655
Não circulante	146.805	73.043	23.839	1.119	5.224	13.034	6.897	(1.193)	268.768
Realizável a longo prazo	6.251	4.387	1.853	2	2.253	1.987	3.168	(1.119)	18.782
Investimentos	94	2.318	749	895	6	2.511	93	-	6.666
Imobilizado	126.716	66.200	20.882	222	2.672	7.971	3.312	(74)	227.901
Em operação	90.888	32.313	16.698	205	2.009	3.792	2.312	(74)	148.143
Em construção	35.828	33.887	4.184	17	663	4.179	1.000	-	79.758
Intangível	13.744	138	355	-	293	565	324	-	15.419
Ativo Total	152.707	92.107	27.703	1.196	7.681	18.123	28.540	(6.634)	321.423

Ativo Consolidado por área de negócio - 31.12.2012

Circulante	6.565	20.362	3.610	117	3.176	3.517	27.382	(6.935)	57.794
Não circulante	144.873	70.973	24.593	1.131	4.954	15.087	8.482	(491)	269.602
Realizável a longo prazo	4.760	4.459	1.464	16	1.852	2.102	4.694	(491)	18.856
Investimentos	80	2.897	1.160	860	15	937	157	-	6.106
Imobilizado	102.779	63.463	21.585	255	2.733	10.882	3.204	-	204.901
Em operação	64.455	29.327	18.106	237	2.061	6.814	2.237	-	123.237
Em construção	38.324	34.136	3.479	18	672	4.068	967	-	81.664
Intangível	37.254	154	384	-	354	1.166	427	-	39.739
Ativo Total	151.438	91.335	28.203	1.248	8.130	18.604	35.864	(7.426)	327.396

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas Explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio

									2013
	E&P	Abastecimento	Gás e Energia	Biocombustíveis	Distribuição	Internacional	Corporativo	Eliminação	Total
Receita de vendas	68.210	111.051	14.017	388	41.365	16.302	-	(109.871)	141.462
Intersegmentos	67.096	38.103	1.191	324	995	2.162	-	(109.871)	-
Terceiros	1.114	72.948	12.826	64	40.370	14.140	-	-	141.462
Custo dos produtos vendidos	(34.279)	(119.617)	(12.149)	(433)	(37.580)	(13.886)	-	109.690	(108.254)
Lucro bruto	33.931	(8.566)	1.868	(45)	3.785	2.416	-	(181)	33.208
Receitas (despesas)	(4.133)	(3.791)	(1.167)	(102)	(2.424)	(541)	(4.932)	96	(16.994)
Vendas, gerais e administrativas	(443)	(2.781)	(1.087)	(55)	(2.417)	(860)	(2.406)	163	(9.886)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(2.784)	-	-	-	-	(175)	-	-	(2.959)
Custos com Pesquisa e desenvolvimento	(523)	(242)	(57)	(16)	(2)	(2)	(290)	-	(1.132)
Tributárias	(238)	(162)	(81)	(1)	(19)	(141)	(138)	-	(780)
Outras	(145)	(606)	58	(30)	14	637	(2.098)	(67)	(2.237)
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos	29.798	(12.357)	701	(147)	1.361	1.875	(4.932)	(85)	16.214
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	-	(2.791)	-	(2.791)
Resultado de participações em investimentos	2	73	243	(20)	2	174	33	-	507
Participação nos lucros ou resultados	(181)	(133)	(23)	(1)	(40)	(14)	(128)	-	(520)
Lucro antes dos impostos	29.619	(12.417)	921	(168)	1.323	2.035	(7.818)	(85)	13.410
Imposto de renda/contribuição social	(10.070)	4.247	(230)	51	(447)	(246)	4.087	30	(2.578)
Lucro líquido	19.549	(8.170)	691	(117)	876	1.789	(3.731)	(55)	10.832
Lucro líquido atribuível aos:									
Acionistas da Petrobras	19.523	(8.162)	631	(117)	876	1.729	(3.331)	(55)	11.094
Acionistas não controladores	26	(8)	60	-	-	60	(400)	-	(262)
	19.549	(8.170)	691	(117)	876	1.789	(3.731)	(55)	10.832

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas Explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio

									2012
	E&P	Abastecimento	Gás e Energia	Biocombustíveis	Distribuição	Internacional	Corporativo	Eliminação	Total
Receita de vendas	74.714	116.710	11.803	455	40.712	17.929	–	(118.220)	144.103
Intersegmentos	73.871	37.950	1.288	365	878	3.868	–	(118.220)	–
Terceiros	843	78.760	10.515	90	39.834	14.061	–	–	144.103
Custo dos produtos vendidos	(33.622)	(130.088)	(9.621)	(481)	(36.997)	(14.082)	–	117.357	(107.534)
Lucro bruto	41.092	(13.378)	2.182	(26)	3.715	3.847	–	(863)	36.569
Receitas (despesas)	(5.448)	(4.075)	(1.080)	(102)	(2.290)	(1.886)	(4.937)	149	(19.669)
Vendas, gerais e administrativas	(494)	(3.052)	(967)	(64)	(2.235)	(922)	(2.376)	149	(9.961)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(3.613)	–	–	–	–	(381)	–	–	(3.994)
Custos com Pesquisa e desenvolvimento	(540)	(228)	(36)	(34)	(2)	–	(303)	–	(1.143)
Tributárias	(53)	(66)	(57)	(1)	(12)	(111)	(86)	–	(386)
Outras	(748)	(729)	(20)	(3)	(41)	(472)	(2.172)	–	(4.185)
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos	35.644	(17.453)	1.102	(128)	1.425	1.961	(4.937)	(714)	16.900
Resultado financeiro líquido	–	–	–	–	–	–	(1.926)	–	(1.926)
Resultado de participações em investimentos	(1)	(104)	193	(27)	1	(14)	(5)	–	43
Participação nos lucros ou resultados	(178)	(142)	(18)	(1)	(40)	(14)	(131)	–	(524)
Lucro antes dos impostos	35.465	(17.699)	1.277	(156)	1.386	1.933	(6.999)	(714)	14.493
Imposto de renda/contribuição social	(12.057)	5.981	(367)	44	(472)	(1.147)	4.213	243	(3.562)
Lucro líquido	23.408	(11.718)	910	(112)	914	786	(2.786)	(471)	10.931
Lucro líquido atribuível aos:									
Acionistas da Petrobras	23.406	(11.718)	861	(112)	914	719	(2.565)	(471)	11.034
Acionistas não controladores	2	–	49	–	–	67	(221)	–	(103)
	23.408	(11.718)	910	(112)	914	786	(2.786)	(471)	10.931

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas Explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

									2011
	E&P	Abastecimento	Gás e Energia	Biocombustíveis	Distribuição	Internacional	Corporativo	Eliminação	Total
Receita de vendas	74.117	118.630	9.738	320	44.001	16.956	–	(117.847)	145.915
Intersegmentos	73.601	38.146	1.304	288	731	3.777	–	(117.847)	–
Terceiros	516	80.484	8.434	32	43.270	13.179	–	–	145.915
Custo dos produtos vendidos	(32.883)	(122.897)	(5.698)	(351)	(40.347)	(12.933)	–	115.514	(99.595)
Lucro bruto	41.234	(4.267)	4.040	(31)	3.654	4.023	–	(2.333)	46.320
Receitas (despesas)	(4.198)	(4.194)	(1.519)	(134)	(2.459)	(1.901)	(4.809)	179	(19.035)
Vendas, gerais e administrativas	(489)	(3.306)	(1.038)	(66)	(2.403)	(928)	(2.456)	179	(10.507)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(2.182)	–	–	–	–	(448)	–	–	(2.630)
Custos com Pesquisa e desenvolvimento	(743)	(280)	(69)	(30)	(5)	–	(327)	–	(1.454)
Tributárias	(48)	(53)	(97)	(1)	(24)	(113)	(124)	–	(460)
Outras	(736)	(555)	(315)	(37)	(27)	(412)	(1.902)	–	(3.984)
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos	37.036	(8.461)	2.521	(165)	1.195	2.122	(4.809)	(2.154)	27.285
Resultado financeiro líquido	–	–	–	–	–	–	76	–	76
Resultado de participações em investimentos	44	(98)	238	15	5	24	2	–	230
Participação nos lucros ou resultados	(271)	(194)	(34)	(1)	(66)	(29)	(272)	–	(867)
Lucro antes dos impostos	36.809	(8.753)	2.725	(151)	1.134	2.117	(5.003)	(2.154)	26.724
Imposto de renda/contribuição social	(12.495)	3.025	(845)	56	(360)	(926)	4.145	668	(6.732)
Lucro líquido	24.314	(5.728)	1.880	(95)	774	1.191	(858)	(1.486)	19.992
Lucro líquido atribuível aos:									
Acionistas da Petrobras	24.326	(5.718)	1.862	(95)	774	1.179	(721)	(1.486)	20.121
Acionistas não controladores	(12)	(10)	18	–	–	12	(137)	–	(129)
	24.314	(5.728)	1.880	(95)	774	1.191	(858)	(1.486)	19.992

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas Explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

Demonstração Consolidada por Área de negócio - Internacional

							2013
	E&P	Abastecimento	Gás e Energia	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
Demonstração de resultado							
Receita de vendas	4.134	8.633	556	5.223	7	(2.251)	16.302
Intersegmentos	2.382	1.982	37	7	5	(2.251)	2.162
Terceiros	1.752	6.651	519	5.216	2	–	14.140
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos	2.030	(22)	66	105	(303)	(1)	1.875
Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras	1.644	(12)	68	92	(62)	(1)	1.729
2012							
	E&P	Abastecimento	Gás e Energia	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
Demonstração de resultado							
Receita de vendas	5.369	8.989	601	5.184	–	(2.214)	17.929
Intersegmentos	3.834	2.194	38	16	–	(2.214)	3.868
Terceiros	1.535	6.795	563	5.168	–	–	14.061
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos	2.438	(407)	132	73	(291)	16	1.961
Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras	1.317	(400)	121	70	(403)	14	719
2011							
	E&P	Abastecimento	Gás e Energia	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
Demonstração de resultado							
Receita de vendas	5.148	8.510	543	4.972	–	(2.217)	16.956
Intersegmentos	3.808	2.142	23	27	–	(2.223)	3.777
Terceiros	1.340	6.368	520	4.945	–	6	13.179
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos	2.379	(136)	115	80	(304)	(12)	2.122
Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras	1.331	(128)	158	67	(237)	(12)	1.179
Ativo Consolidado por Área de negócio - Internacional							
Em 31.12.2013	13.656	2.652	602	1.085	1.970	(1.842)	18.123
Em 31.12.2012	15.080	2.404	759	1.085	1.449	(2.173)	18.604

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

31. Processos judiciais e contingências

Os processos judiciais provisionados e não provisionados, além dos depósitos judiciais são apresentados a seguir.

31.1. Processos judiciais provisionados

A Companhia constituiu provisões em montante suficiente para cobrir as perdas consideradas prováveis e razoavelmente estimáveis. Dentre as quais, as principais são referentes a reclamações trabalhistas, perdas e danos pelo desfazimento de operação de cessão de crédito prêmio de IPI e indenização aos pescadores pelo derramamento de óleo no Rio de Janeiro ocorrido em janeiro de 2000.

Os valores provisionados, são os seguintes:

Passivo não circulante	2013	2012
Reclamações trabalhistas	569	336
Processos fiscais	94	341
Processos cíveis	545	514
Processos ambientais	26	63
Outros processos	12	11
	1.246	1.265

	2013	2012
Saldo inicial	1.265	1.088
Adições, líquidas (*)	415	647
Utilização por pagamentos	(249)	(440)
Atualização de juros	77	99
Outros	(57)	(26)
Ajuste acumulado de conversão	(205)	(103)
Saldo final	1.246	1.265

31.2. Depósitos judiciais

Os depósitos judiciais efetuados em conexão com os processos judiciais e garantias são apresentados de acordo com a natureza das correspondentes causas:

Ativo não circulante	2013	2012
Trabalhistas	882	869
Fiscais	1.002	1.117
Cíveis	529	638
Ambientais	83	69
Outros	8	3
	2.504	2.696

31.3. Passivos contingentes

Passivos contingentes para os quais a probabilidade de perda é considerada possível não são provisionados, mas são divulgados, exceto se a expectativa de que a saída de recursos que incorporam benefícios econômicos para liquidar as obrigações for considerada remota.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

Os valores relacionados a processos judiciais, para os quais a probabilidade de perda é considerada possível são apresentados a seguir:

Natureza	Estimativa
Fiscais	30.395
Cíveis - Gerais	2.496
Trabalhistas	2.402
Ambientais	1.248
Outras	2
	36.543

Os quadros a seguir detalham as principais causas de natureza fiscal, cível e ambiental, cujas expectativas de perdas estão classificadas como possível. O montante decorrente dos processos de natureza trabalhista é composto por um número elevado de causas individuais, desta forma, não foram detalhados nos quadros a seguir.

a) Processos de natureza fiscal

Descrição dos processos de natureza fiscal	Estimativa
Autor: Secretaria da Receita Federal do Brasil	
1) Dedução da base de cálculo do IRPJ e CSLL e multa sobre a repactuação do Plano Petros. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e recursos na esfera administrativa.	1.962
2) Lucro de controladas e coligadas domiciliadas no exterior, nos exercícios de 2005, 2006, 2007, 2008 e 2009, não incluso na base de cálculo do IRPJ e CSLL. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e recursos na esfera administrativa.	2.020
3) Dedução da base de cálculo do IRPJ e CSLL de despesas diversas incorridas em 2007 e 2008 relacionadas a benefícios empregatícios e PETROS. Situação atual: A questão está sendo discutida no âmbito de três processos na instância administrativa.	786
4) Não recolhimento de Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF e Contribuições de Intervenção no Domínio Econômico - CIDE sobre remessas para pagamentos de fretamentos de plataformas. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas, onde a Companhia tem buscado assegurar os seus direitos.	5.771
5) Não recolhimento da CIDE em operações de importação de nafta. Situação atual: A questão está sendo discutida no âmbito administrativo.	1.553
6) Não recolhimento da CIDE-Combustível no período de março de 2002 a outubro de 2003 em transações com distribuidoras e postos de combustíveis detentores de medidas judiciais liminares que determinavam a venda sem repasse do referido tributo. Situação atual: A questão foi judicializada, onde a Companhia tem buscado assegurar os seus direitos.	647
7) Não recolhimento de IOF sobre operações de mútuos com a PIFCO, BRASOIL e BOC nos exercícios de 2007, 2008 e 2009. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e de recursos na esfera administrativa.	2.437
8) Não recolhimento de IRRF sobre remessas ao exterior para pagamento de importação de petróleo. Situação atual: A questão envolve processos na esfera administrativa e judicial, onde a Companhia busca assegurar os seus direitos.	1.722
9) Não homologação de compensação por falta de cumprimento de obrigação acessória. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e de recurso na esfera administrativa.	1.813
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados AM, BA, DF, ES, PA, PE e RJ	
10) Não recolhimento de ICMS nas vendas de petróleo e gás apurada mediante diferença na medição inicial e final de estoques. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa diversas, onde a Companhia tem buscado assegurar os seus direitos.	1.646

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

Autor: Secretaria da Fazenda do Estado do Rio de Janeiro

11) ICMS em operações de saída de Líquido de Gás Natural – LGN sem emissão de documento fiscal, no âmbito do estabelecimento centralizador.

Situação atual: A questão envolve processos que tramitam no âmbito administrativo, onde a Companhia tem buscado assegurar os seus direitos.

1.366

12) Não recolhimento de ICMS nas operações de venda de querosene de aviação, em razão da declaração de inconstitucionalidade do Decreto 36.454/2004.

Situação atual: A questão envolve processos que tramitam na esfera administrativa e judicial, onde a Companhia busca assegurar os seus direitos.

772

Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo

13) Afastamento de cobrança de ICMS e multa na importação de sonda de perfuração – admissão temporária em São Paulo e desembarço no Rio de Janeiro e multa pelo descumprimento de obrigações acessórias.

Situação atual: A questão envolve processos na esfera administrativa e judicial, onde a Companhia busca assegurar os seus direitos.

1.921

Autor: Prefeituras Municipais de Anchieta, Aracruz, Guarapari, Itapemirim, Marataízes, Linhares, Vila Velha, Vitória e Maragogipe.

14) Falta de retenção e recolhimento de imposto incidente sobre serviços prestados em águas marítimas (ISSQN) em alguns municípios localizados no Estado do Espírito Santo, apesar de a Petrobras ter realizado a retenção e o recolhimento desse imposto aos cofres dos municípios onde estão estabelecidos os respectivos prestadores de serviços, em conformidade com a Lei Complementar n.º 116/03.

Situação atual: A questão envolve processos na esfera administrativa e judicial, onde a Companhia busca assegurar os seus direitos.

923

Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do Rio de Janeiro e de Sergipe

15) Aproveitamento indevido de créditos de ICMS na aquisição de brocas de perfuração e de produtos químicos utilizados na formulação de fluido de perfuração.

Situação atual: A questão envolve processos em fases judiciais diversas, onde a Companhia tem buscado assegurar os seus direitos.

409

16) Processos diversos de natureza fiscal

4.647

Total de processos de natureza fiscal

30.395

b) Processos de natureza cível – gerais

Descrição dos processos de natureza cível

Estimativa

Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP

1) Processo judicial que discute diferença de participação especial nos campos da bacia de Campos. Inclui, também, processo judicial que discute multa por descumprimento de programas exploratórios mínimos e processos administrativos que discutem multas por supostas irregularidades nos sistemas de medição em plataformas.

Situação atual: As questões envolvem processos em fases administrativa e judicial diversas, onde a Companhia tem buscado assegurar os seus direitos.

1.252

2) Processos diversos de natureza cível

1.244

Total de processos de natureza cível

2.496

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

c) Processos de natureza ambiental

Descrição dos processos de natureza ambiental	Estimativa
Autores: Ministério Público Federal, Ministério Público Estadual do Paraná, AMAR - Associação de Defesa do Meio Ambiente de Araucária e IAP - Instituto Ambiental do Paraná	
1) Processo judicial que discute obrigação de fazer, indenização em pecúnio e dano moral referente ao acidente ambiental havido no Estado do Paraná em 16.07.2000. Situação atual: Processos julgados procedentes em parte, mediante sentença contra a qual autores e a Companhia, ré, interpuseram recursos de apelação.	764
2) Processos diversos de natureza ambiental	484
Total de processos de natureza ambiental	<u>1.248</u>

31.4. Ativos Contingentes

31.4.1. Ação judicial nos Estados Unidos - P-19 e P-31

Em 2002, a Brasoil e a Petrobras venceram, em primeira instância, perante a Justiça norte-americana, ações conexas movidas pelas seguradoras United States Fidelity & Guaranty Company e American Home Assurance Company, as quais tentavam obter, desde 1997, em face da primeira (Brasoil), declaração judicial que as isentasse da obrigação de pagar o valor do seguro de construção *performance bond* das plataformas P-19 e P-31, e, em face da segunda (Petrobras), buscavam ressarcimento de quaisquer quantias que viessem a ser condenadas no processo de execução da *performance bond*.

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

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

A Companhia vem intensificando as medidas para encerramento das ações, cujo valor da indenização é de aproximadamente US\$ 245 milhões.

31.4.2. Recuperação de PIS e COFINS

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

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

Em 18 de novembro de 2010, o Superior Tribunal de Justiça julgou procedente a ação da Petrobras, ajuizada em 2006 para recuperar os valores de COFINS do período de janeiro de 2003 a janeiro de 2004. Após o trânsito em julgado da ação, a Companhia reconheceu o valor de US\$ 290 como impostos a recuperar no ativo não circulante.

Em 31 de dezembro de 2013, a Companhia possui US\$ 975 relativos a estas ações que ainda não estão refletidos nas informações contábeis em virtude da ausência de decisão favorável definitiva.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

31.5. Adesão ao Programa de Recuperação Fiscal (REFIS)

A Companhia aderiu em dezembro de 2013 ao Programa de Recuperação Fiscal (REFIS) aproveitando-se dos benefícios advindos das Leis nºs. 11.941/2009 e 12.249/2010, cujos prazos foram reabertos pela Lei nº 12.865/2013.

O débitos incluídos no REFIS referem-se as autuações fiscais relativas aos tributos CIDE, II, IPI, IOF, IRRF e COFINS. Com a adesão ao programa, a Companhia desistiu das respectivas ações judiciais e administrativas de contestação dos débitos. O desembolso efetivo foi de US\$ 602, além da solicitação para utilização de depósitos judiciais de US\$ 17, totalizando US\$ 619.

A adesão ao REFIS resultou em uma economia tributária de US\$ 432, em razão dos descontos de multas e juros previstos na legislação. A seguir são apresentados os valores reconhecidos no resultado do exercício, que incluem a reversão de provisões relativas às contingências fiscais prováveis anteriormente constituídas:

	2013
Despesa tributária	(313)
Resultado financeiro líquido	(306)
	(619)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas (*)	358
Imposto de renda e contribuição social	76
	(185)

(*) Reversão da provisão para contingências com processos judiciais.

As exigências previstas na legislação foram atendidas, restando apenas a homologação, pela Receita Federal do Brasil e Procuradoria Geral da Fazenda Nacional, dos pagamentos realizados para encerramento dos processos.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

32. Compromisso de compra de gás natural

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

Em 31 de dezembro de 2013, o compromisso de compra mínima para o período de 2014 até 2020 é de aproximadamente 52,7 bilhões de m³ de gás natural equivalente a 24,06 milhões de m³ por dia, que corresponde a um valor total estimado de US\$ 15,17 bilhões.

33. Garantias aos contratos de concessão para exploração de petróleo

A Petrobras concedeu garantias à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP no total de US\$ 3.408 para os Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração, permanecendo em vigor US\$ 3.088 líquidos dos compromissos já cumpridos. Desse montante, US\$ 1.943 correspondem ao penhor do petróleo de campos previamente identificados e já em fase de produção e US\$ 1.145 referem-se a garantias bancárias.

34. Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros derivativos

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

34.1. Gerenciamento dos riscos

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

34.2. Risco de mercado

34.2.1. Gerenciamento de risco de preços de petróleo e derivados

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

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

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

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

Balço Patrimonial	Valor nocional (em mil bbl)*		Valor justo**		Vencimento
	2013	2012	2013	2012	
Contratos Futuros	10.224	(3.380)	(20)	(18)	2014
Compromissos de compra	52.267	16.500			
Compromissos de venda	(42.043)	(19.880)			
Contratos de Opções	-	(2.050)	-	(1,5)	2014
Compra	-	(1.080)	-	(1)	
Posição titular	2.200	3.204			
Posição lançadora	(2.200)	(4.284)			
Venda	-	(970)	-	(0,5)	
Posição titular	1.869	2.029			
Posição lançadora	(1.869)	(2.999)			
Total registrado em outros ativos e passivos circulantes			(20)	(19,5)	

* Valor de Referência (Nocial) negativo representa posição vendida.

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

Resultado financeiro	2013	2012	2011
Ganho / (Perda) registrada no resultado do período	(105)	(103)	(199)
Garantias dadas como colaterais		2013	2012
Constituídas geralmente de depósitos		143	103

b) Análise de sensibilidade de derivativos de petróleo e derivados

O cenário provável é o valor justo em 31 de dezembro de 2013, os cenários de estresse consideram variações nos preços na variável de risco de 25% e 50%, respectivamente, em relação à mesma data.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

Petróleo e derivados	Risco	Cenário		
		Provável em 2013	Possível (Δ 25%)	Remoto (Δ 50%)
Petróleo	Derivativo (baixa do petróleo WTI)	(23)	(187)	(347)
	Estoque (alta do petróleo WTI)	16	177	337
		(7)	(10)	(10)
Diesel	Derivativo (baixa do Diesel)	7	(33)	(72)
	Estoque (alta do Diesel)	(8)	31	70
		(1)	(2)	(2)
Gasolina	Derivativo (alta da gasolina)	(1)	(10)	(18)
	Estoque (baixa da gasolina)	3	11	19
		2	1	1
Óleo Combustível	Derivativo (alta do óleo Combustível)	(1)	(50)	(97)
	Estoque (baixa do óleo Combustível)	3	51	99
		2	1	2
Propano	Derivativo (alta do Propano)	(2)	(28)	(53)
	Estoque (baixa do Propano)	1	26	52
		(1)	(2)	(1)

c) Derivativos embutidos – Venda de etanol

A Companhia celebrou em 08 de março de 2013 aditivo ao contrato de venda de etanol hidratado, acarretando alterações nas cláusulas de preço e de quantidade. A definição de preço de cada carregamento de etanol hidratado entregue a partir deste aditivo de contrato baseia-se no preço do próprio etanol vendido no mercado brasileiro (ESALQ) adicionado de uma margem. Por esta razão, o derivativo embutido presente no contrato inicial deixou de existir após o aditivo.

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

Contrato a Termo	Valor nocional (em mil m3)	Valor justo		Análise de sensibilidade em 2013			
		2013	2012	Risco	Provável (*)	Possível (Δ de 25%)	Remoto (Δ de 50%)
Posição comprada (vencimento em 2015)	-		36	Queda no spread Nafta X Etanol	-	-	-
Resultado financeiro					2013	2012	2011
Ganho (perda) registrado no resultado do período					(37)	10	(31)

34.2.2. Gerenciamento de risco cambial

No que se refere ao gerenciamento de riscos cambiais, a Petrobras busca identificá-los e tratá-los, considerando uma análise integrada de proteções naturais (*hedges naturais*), beneficiando-se das correlações entre suas receitas e despesas. No curto prazo, o tratamento do risco é realizado por meio da alocação das aplicações do caixa entre real, dólar ou outra moeda.

A estratégia de gerenciamento de riscos cambiais pode envolver o uso de instrumentos financeiros derivativos para minimizar a exposição cambial de certas obrigações da Companhia.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

a) Contabilidade de *hedge*

i) *Hedge* de fluxo de caixa envolvendo as exportações da Companhia

A partir de meados de maio de 2013, a Companhia designou formalmente relações de *hedge* para contabilizar os efeitos da proteção natural que parte de suas obrigações em dólares produz contra o risco cambial ao qual parte das suas receitas futuras de exportações em dólares está exposta. O risco cambial em questão refere-se ao risco de variação das taxas de câmbio spot e as exportações protegidas são as tidas como altamente prováveis.

A relação de *hedge* entre o valor nominal das dívidas e das exportações foi estabelecida na proporção de 1 para 1 de forma que parte do total a ser exportado em cada mês será tido como objeto de uma relação de *hedge* individual, protegida por partes dos endividamentos da Petrobras em US\$ com terceiros. As dívidas possuem vencimentos variados com um prazo médio de vencimento de aproximadamente 7,1 anos.

Os valores de referência (principal), valor justo em 31 de dezembro de 2013, além dos efeitos de variação cambial registrados no patrimônio líquido, são apresentados a seguir:

Instrumento de Hedge	Objeto de Hedge	Tipo de Risco protegido	Período de Proteção	Valor principal (US\$ Milhões)	Valor dos Instrumentos de Proteção em 2013 (R\$)
Instrumentos financeiros não derivativos	Parte das Exportações Mensais Futuras Altamente Prováveis	Cambial - Taxa Spot R\$ x US\$	janeiro de 2014 a novembro de 2020	40.742	95.443

Movimentação do valor de referência (principal)

	US\$
Designação inicial em maio de 2013	43.859
Designação de instrumento de proteção	3.062
Realização por exportações	(2.904)
Amortização de endividamento	(3.274)
Valor em 31 de dezembro de 2013	40.742

Resultado financeiro e patrimônio líquido

	2013	2012
Ganho/(Perda) registrado no resultado do período	(303)	-
Ganho/(Perda) registrado em outros resultados abrangentes - patrimônio líquido	(5.924)	-

A seguir é apresentada a expectativa anual de realização do saldo, em 31 de dezembro de 2013, da variação cambial registrada em outros resultados abrangentes, no patrimônio líquido:

Ano	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Expectativa de realização	-820	-852	-1.031	-1.101	-936	-834	-350	5.924

ii) *Hedge* de fluxo de caixa envolvendo contratos de swap - Iene x Dólar

A Companhia mantém uma operação de proteção patrimonial de *hedge* denominada *cross currency swap* para cobertura dos Bonds emitidos em Ienes, de forma a fixar em dólares os custos desta emissão. A Companhia não tem intenção de liquidar tais contratos antes do prazo de vencimento. Para essa relação entre o derivativo e o

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

empréstimo, qualificada como *hedge* de fluxo de caixa, foi adotada metodologia de contabilização de operações de *hedge* (*hedge accounting*).

b) Valor de referência (nocial), valor justo e garantias de instrumentos financeiros derivativos

	Valor Nocial (em milhões)		Valor justo	
	2013	2012	2013	2012
Balanco patrimonial				
Cross Currency Swap (vencimento em 2016)			11	76
Posição ativa (JPY) - 2,15%a.a.	JPY 35.000	JPY 35.000	353	434
Posição passiva (US\$) - 5,69%a.a.	USD 298	USD 298	(342)	(358)
Dólar a Termo			(1)	0,5
Posição comprada			-	-
Posição vendida	USD 17	USD 1.077	(1)	0,5
Total registrado em outros ativos e passivos			10	76,5
Resultado financeiro e patrimônio líquido		2013	2012	2011
Ganho / (perda) registrado no resultado do período		(39)	41	15
Ganho / (perda) registrado em outros resultados abrangentes - patrimônio líquido		10	7	4

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

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

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

O cenário considerado provável e referenciado por fonte externa, além dos cenários de estresse (variação do câmbio de 25% e 50%) estão descritos a seguir:

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

Instrumentos	Exposição em 31.12.2013	Risco	Cenário	Cenário	Cenário
			Provável (*)	Possível	Remoto
			(Δ de 25%)	(Δ de 50%)	(Δ de 50%)
Ativos	2.616		42	654	1.308
Passivos	(50.756)	Dólar	(810)	(12.689)	(25.378)
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações	40.742		651	10.186	20.371
Derivativo Forward (saldo líquido vendido)	(17)		-	(4)	(9)
	<u>(7.415)</u>		<u>(117)</u>	<u>(1.853)</u>	<u>(3.708)</u>
Ativos	-		-	-	-
Passivos	(842)	Yen	(8)	(210)	(421)
Derivativo - Cross Currency Swap	333		3	117	353
	<u>(509)</u>		<u>(5)</u>	<u>(93)</u>	<u>(68)</u>
Ativos	3.286	Euro	(113)	821	1.643
Passivos	(9.290)		319	(2.323)	(4.645)
	<u>(6.004)</u>		<u>206</u>	<u>(1.502)</u>	<u>(3.002)</u>
Ativos	925	Libra	(24)	231	462
Passivos	(2.662)		70	(665)	(1.331)
	<u>(1.737)</u>		<u>46</u>	<u>(434)</u>	<u>(869)</u>
Ativos	368	Peso	(14)	92	184
Passivos	(731)		27	(183)	(365)
	<u>(363)</u>		<u>13</u>	<u>(91)</u>	<u>(181)</u>
	<u>(16.028)</u>		<u>143</u>	<u>(3.973)</u>	<u>(7.828)</u>

(*) O cenário provável foi calculado considerando-se os seguintes riscos para 31 de dezembro de 2013: Real x Dólar – desvalorização do real em 1,60% / Iene x Dólar – valorização do Iene em 0,91% / Dólar x Euro – desvalorização do Euro em 3,43% / Dólar x Libra – desvalorização da Libra em 2,61% / Dólar x Peso – desvalorização do Peso em 3,83%. Os dados são obtidos a partir do Relatório Focus e da Bloomberg.

Considerando o equilíbrio entre passivos, ativos, receitas e compromissos futuros em moeda estrangeira, o impacto de possíveis variações cambiais não compromete a liquidez da Companhia no curto prazo, uma vez que grande parcela da dívida vence no longo prazo.

34.2.3. Gerenciamento de risco de taxa de juros

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

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

Contratos de Swap

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

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

As demais operações em aberto estão dispostas na tabela abaixo.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

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

Balço patrimonial	Valor Nocional (em milhões)		Valor justo	
	2013	2012	2013	2012
Swap (vencimento em 2020)				
Posição passiva	USD 440	USD 460	(20)	(42)
Swap (vencimento em 2015)			(0,6)	(1)
Posição ativa – Euribor	EUR 10	EUR 15	–	0,5
Posição passiva – Taxa fixa 4,19%	EUR 10	EUR 15	(0,6)	(1,5)
Total registrado em outros ativos e passivos			(20,6)	(43)
Resultado financeiro e patrimônio líquido			2013	2012
Ganho / (perda) reconhecida no resultado do período			–	(0,5)
Ganho / (perda) reconhecida em outros resultados abrangentes - patrimônio líquido			22	(9)
				(22)
Derivativos de Juros	Risco	Cenário Provável *	Cenário Possível (Δ de 25%)	Cenário Remoto (Δ de 50%)
Hedge (Derivativo - Swap)	Queda da libor	4	(0,4)	(1)
Dívida	Alta da libor	(4)	0,4	1
Efeito Líquido		–	–	–

(*) O Cenário provável foi obtido a partir dos futuros de LIBOR.

As operações existentes de derivativos de taxa de juros não exigem depósito de margem de garantia.

34.3. Gestão de Capital

A companhia toma suas decisões financeiras objetivando um gerenciamento adequado do seu capital e do nível de endividamento para garantir sua continuidade e a financiabilidade do seu Plano de Negócios e Gestão (PNG), com aumento de valor para os acionistas e investidores.

O financiamento dos investimentos planejados será realizado principalmente através da geração própria de caixa, emissão de títulos no mercado de capitais internacional, empréstimos junto a bancos comerciais, programa de desinvestimentos e outras fontes de recursos, com a premissa de não emissão de novas ações no mercado de capitais.

A Petrobras estabeleceu os limites superiores de 2,5x para o índice endividamento líquido sobre EBITDA ajustado e 35% para a alavancagem financeira (endividamento líquido sobre capitalização líquida), visando manter a solidez financeira da Companhia e considerando a convergência dos preços dos derivados no Brasil com os preços internacionais.

O endividamento líquido é calculado através da soma do endividamento de curto e de longo prazo, subtraído de caixa e equivalentes de caixa e dos títulos públicos federais com vencimento superior a 90 dias. O EBITDA ajustado é o lucro líquido antes do resultado financeiro líquido, imposto de renda/contribuição social, depreciação/amortização, participação em investimentos e perda no valor recuperável de ativos (impairment). A capitalização líquida é a soma de endividamento líquido e patrimônio líquido. Tais medidas não são definidas segundo as normas internacionais de contabilidade - IFRS e não devem ser consideradas isoladamente ou em substituição às métricas de lucro, endividamento e geração de caixa operacional em IFRS, tampouco ser base de comparação com os indicadores de outras empresas.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

	2013	2012
Endividamento Total	114.325	96.067
Caixa e equivalentes de Caixa	(15.868)	(13.520)
Títulos públicos federais (vencimento superior a 90 dias)	(3.878)	(10.212)
Endividamento líquido	94.579	72.335
Endividamento líquido/(endividamento líquido+patrimônio líquido)	39%	31%
EBITDA Ajustado	29.426	27.632
Índice de Dívida Líquida/EBITDA ajustado	3,21	2,62

O desenvolvimento de novos projetos na indústria de petróleo e gás natural envolve prazos de maturação longos e utilização intensiva de recursos financeiros. Dessa forma, a companhia pode conviver temporariamente com indicadores acima dos limites estabelecidos em períodos em que os investimentos realizados ainda não estejam gerando caixa.

34.4. Risco de crédito

A Petrobras está exposta ao risco de crédito de clientes e de instituições financeiras, decorrente de suas operações comerciais e da administração de seu caixa. Tais riscos consistem na possibilidade de não recebimento de vendas efetuadas e de valores aplicados, depositados ou garantidos por instituições financeiras.

A gestão do risco de crédito na Petrobras faz parte do gerenciamento dos riscos financeiros, que é realizado pelos diretores da Companhia, segundo uma política corporativa de gerenciamento de riscos.

A política de gestão de risco de crédito faz parte da política global de gestão de riscos da Companhia e visa conciliar a necessidade de minimizar a exposição ao risco de crédito e de maximizar o resultado das vendas e operações financeiras, mediante processo de análise, concessão e gerenciamento dos créditos de forma eficiente.

A Petrobras utiliza, na gestão de riscos de crédito, parâmetros quantitativos e qualitativos adequados a cada um dos segmentos de mercado em que atua.

A carteira de crédito comercial da Companhia é bastante diversificada, estando os créditos concedidos divididos entre clientes do mercado interno do país e de mercados do exterior.

O crédito concedido a instituições financeiras está distribuído entre os principais bancos internacionais considerados pelas classificadoras internacionais de riscos como Grau de Investimento e os mais importantes bancos brasileiros.

34.4.1. Qualidade do crédito de ativos financeiros

a) Contas a receber de clientes

A maior parte dos clientes da Petrobras não possui classificação de risco concedida por agências avaliadoras. Desta forma, as comissões de crédito avaliam a qualidade do crédito levando em consideração, entre outros aspectos, o ramo de atuação do cliente, relacionamento comercial, histórico financeiro com a Petrobras, sua situação financeira e conceito junto ao mercado, assim definindo limites de crédito, os quais são regularmente monitorados.

Para fazer face às possíveis perdas com créditos de liquidação duvidosa foram constituídas provisões, cujo montante é considerado suficiente pela Administração, para a cobertura de eventuais perdas com a realização dos ativos.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

b) Outros ativos financeiros

A qualidade do crédito de ativos financeiros classificados como caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários tem como base a classificação de risco concedida por agências avaliadoras Standard & Poors, Moody's e Fitch. As informações sobre estes ativos financeiros, que não estão vencidos e sem evidências de perdas, estão dispostas a seguir:

	2013	2012
Caixa e equivalentes de caixa		
AAA	23	61
AA	7	5
A	4.959	1.942
BBB	62	76
AAA.br	9.926	10.555
AA.br	462	-
Outras classificações	429	881
	15.868	13.520
Títulos e valores mobiliários		
AAA.br	3.979	10.387
Outras classificações	37	220
	4.016	10.607

34.5. Risco de liquidez

O risco de liquidez da Companhia é representado pela possibilidade de insuficiência de recursos, caixa ou outro ativo financeiro, para liquidar as obrigações nas datas previstas.

O gerenciamento de risco de liquidez adotada pela Companhia prevê uma série de ações tais como: Centralização do caixa do sistema, otimizando as disponibilidades e reduzindo as necessidades de capital de giro; uma política de manutenção de um caixa mínimo robusto que assegure a continuidade dos investimentos, bem como o cumprimento de suas obrigações de curto prazo, em caso de mercado adverso; ampliação da base de investidores, explorando a capacidade de financiamento dos mercados doméstico e internacional, através de diversos mecanismos de captação e desenvolvendo uma forte presença no mercado de capitais e a busca de novas fontes de financiamento através da exploração de novos mercados e novos produtos de captação de recursos.

Fluxo nominal de principal e juros dos financiamentos por vencimento:

Vencimento	
2014	12.283
2015	12.998
2016	15.572
2017	12.548
2018	16.769
2019	18.555
2020 em diante	66.450
Em 31 de dezembro de 2013	155.175
Em 31 de dezembro 2012	136.068

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

34.6. Aplicações financeiras (operações com derivativos)

As operações com derivativos, tanto no mercado interno quanto no mercado externo, destinam-se exclusivamente à troca de indexadores dos ativos que compõem as carteiras, e têm o objetivo de dar maior flexibilidade aos administradores na busca pela eficiência no gerenciamento das disponibilidades.

A tabela a seguir representa os valores de mercado das operações com derivativos contidas nos fundos de investimento exclusivos em 31 de dezembro de 2013:

Contrato	Quantidade de Contratos (em milhares)	Valor nominal	Valor justo	Vencimento
DI Futuro				2014 a 2016
Posição comprada	4.821	187	-	
Posição vendida	(35.658)	(1.331)	-	
DDI Futuro				2014
Posição comprada	413	21	-	
Posição vendida	(73)	(4)	-	

35. Valor justo dos ativos e passivos financeiros

Os valores justos são determinados com base em cotações de preços de mercado, quando disponíveis, ou, na falta destes, no valor presente de fluxos de caixa esperados. Os valores justos de caixa e equivalentes de caixa, de contas a receber de clientes, da dívida de curto prazo e de contas a pagar a fornecedores são equivalentes aos seus valores contábeis. Os valores justos de outros ativos e passivos de longo prazo não diferem significativamente de seus valores contábeis.

A hierarquia dos valores justos dos ativos e passivos financeiros registrados em base recorrente está demonstrada a seguir:

- Nível I: são preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos ou passivos idênticos aos quais a entidade pode ter acesso na data de mensuração;
- Nível II: são informações, que não os preços cotados incluídos no Nível 1, observáveis para o ativo ou passivo, direta ou indiretamente;
- Nível III: são informações não observáveis para o ativo ou passivo.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

	Valor justo medido com base em			Total do valor justo contabilizado
	Nível I	Nível II	Nível III	
Ativos				
Títulos e valores mobiliários	3.895	–	–	3.895
Derivativos de Moeda Estrangeira	–	10	–	10
Saldo em 31 de dezembro de 2013	3.895	10	–	3.905
Saldo em 31 de dezembro de 2012	10.463,5	76	36	10.575,5
Passivos				
Derivativos de commodities	(20)	–	–	(20)
Derivativos de Juros	–	(20,6)	–	(20,6)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	(20)	(20,6)	–	(40,6)
Saldo em 31 de dezembro 2012	(62,5)	–	–	(62,5)

Em 31 de dezembro de 2013, o valor justo estimado para os financiamentos de longo prazo da Companhia, calculado a taxas de mercado vigentes, considerando a natureza, prazo e riscos similares aos dos contratos, é apresentado na nota explicativa 17.

36. Seguros

Para proteção do seu patrimônio, a Petrobras transfere, através da contratação de seguros, os riscos que, na eventualidade de ocorrência de sinistros, possam acarretar prejuízos que impactem, significativamente, o patrimônio da Companhia, bem como os riscos sujeitos a seguro obrigatório, seja por disposições legais ou contratuais. Os demais riscos são objeto de autosseguro, com a Petrobras, intencionalmente, assumindo o risco integral, mediante ausência de seguro. A Companhia assume parcela expressiva de seu risco, contratando franquias que podem chegar ao montante equivalente a US\$ 80.

As premissas de risco adotadas não fazem parte do escopo de uma auditoria de demonstrações contábeis. Consequentemente, não foram examinados pelos nossos auditores independentes.

As informações principais sobre a cobertura de seguros vigente em 31 de dezembro de 2013 podem ser assim demonstradas:

Ativo	Tipos de cobertura	Importância segurada
Instalações, equipamentos e produtos em estoque	Incêndio, riscos operacionais e riscos de engenharia	180.341
Navios-tanque e embarcações auxiliares	Cascos	3.039
Plataformas fixas, sistemas flutuantes de produção e unidades de perfuração marítimas	Riscos de petróleo	33.037
Total		<u>216.417</u>

A Petrobras não faz seguros de lucros cessantes, controle de poços (operações no Brasil), automóveis e da malha de dutos no Brasil.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

37. Eventos subsequentes

Captações

a) Emissão de Global Notes

Em 14 de janeiro de 2014 a Petrobras, por meio de sua controlada indireta Petrobras Global Finance B.V. (PGF), concluiu a emissão de títulos *Global Notes* em Euros (€), com vencimentos em 4, 7 e 11 anos, e em Libras Esterlinas (£), com vencimento em 20 anos, nas seguintes condições:

Moeda	Volume	Vencimento	Cupom*
Euro	€ 1.500 milhões	jan/2018	2,75% a.a.
Euro	€ 750 milhões	jan/2021	3,75% a.a.
Euro	€ 800 milhões	jan/2025	4,75% a.a.
Libras Esterlinas	£ 600 milhões	jan/2034	6,625% a.a.

(*) Com pagamento anual, a partir de 2015.

Os *Global Notes* constituem-se em obrigações não garantidas (*unsecured*) e não subordinadas da PGF B.V. e contam com a garantia incondicional e irretroatável da Petrobras.

b) Mercado bancário

Em 29 de janeiro de 2014 a Petrobras, por meio de sua controlada indireta Petrobras Global Trading BV (PGT BV), contratou uma linha de crédito de mercado bancário, no montante de US\$ 3 bilhões.

Em 14 de fevereiro de 2014, a Petrobras, por meio de sua controlada indireta Petrobras Global Trading BV (PGT BV), contratou duas linhas de crédito de mercado bancário, no montante de US\$ 1 bilhão.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas às demonstrações contábeis consolidadas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

38. Informação sobre Títulos Emitidos por Subsidiárias, Garantidos

38.1. Petrobras Global Finance B.V. (PGF)

A Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras garante total e incondicionalmente os títulos de dívida emitidos pela Petrobras Global Finance BV (PGF), uma subsidiária 100% financeira da Petrobras. Não existem restrições significativas sobre a capacidade da Petrobras em obter fundos através da PGF.

38.2. Petrobras International Finance Company - PifCo

A cisão parcial de determinados ativos e passivos da Petrobras International Finance Company - PifCo, subsidiária integral da Petrobras, com posterior incorporação da parcela cindida na Petrobras foi aprovada com imediata implementação, na Assembléia Geral Extraordinária realizada pela Petróleo Brasileiro SA - Petrobras em 16 de dezembro de 2013. A transação resultou na transferência dos ativos e passivos relacionados às atividades comerciais da PifCo para Petrobras. Após a cisão, a PifCo tornou-se uma subsidiária financeira 100% da Petrobras. Não há restrições significativas sobre a capacidade da Petrobras de obter recursos pela PifCo.

Os ativos e passivos remanescentes relacionados às atividades de financiamento e empréstimos com empresas do Grupo Petrobras, incluindo várias séries de *notes* emitidas pela PifCo e garantidas pela Petrobras, serão posteriormente incorporados pela Petrobras Global Finance B.V. - PGF, resultando na extinção da PifCo. Esta incorporação não afetará as garantias e compromissos assumidos pela Petrobras referentes aos títulos emitidos anteriormente pela PifCo, e esses títulos continuarão a ser integral e incondicionalmente garantidos pela Petrobras. Como passo inicial para a incorporação, PGF adquiriu a totalidade das ações em circulação da PifCo em 12 de fevereiro de 2014.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar sobre Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás (não auditada)
(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

Esta seção contém informações adicionais sobre as atividades de exploração e produção de petróleo e gás da Companhia, em conformidade com o Tópico de Codificação 932 – Atividades de Extração - Petróleo e Gás, emitido pela da “*Securities and Exchange Commission*” (SEC). Os itens (i) a (iii) contêm informações sobre custos históricos, referentes aos custos incorridos em exploração, aquisição e desenvolvimento de áreas, custos capitalizados e resultados das operações. Os itens (iv) e (v) contêm informações sobre o volume de reservas provadas estimadas líquidas da Petrobras, a mensuração padronizada dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados relativos às reservas provadas, e mudanças das estimativas dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados.

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 alterada 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 varejo (*downstream*) da indústria brasileira de petróleo e gás, fazendo com que a Petrobras deixasse de exercer o efetivo monopólio do setor. Essa alteração foi introduzida pela Lei do Petróleo, que liberalizou o mercado de combustíveis no País a partir de 1º de janeiro de 2002.

A Lei do Petróleo estabeleceu uma estrutura de regulamentação que pôs fim ao monopólio da Petrobras e possibilitou a concorrência em todos os aspectos da indústria brasileira de petróleo e gás. Segundo a Lei do Petróleo, à Petrobras foi outorgado direito exclusivo de explorar reservas de petróleo pelo período de 27 anos em todos os campos cuja produção já tivesse sido iniciada pela Companhia. Contudo, a Lei do Petróleo estabeleceu um mecanismo pelo qual a Petrobras pudesse requerer direitos de exploração exclusivos (e, em caso de sucesso, também de desenvolvimento) por um período de até três anos em relação aos blocos em que tenha realizado descobertas comerciais ou promovido investimentos na exploração. Para requerer o direito de explorar e desenvolver essas áreas, a Companhia era obrigada a comprovar a capacidade financeira para realizar essas atividades, com recursos próprios ou por meio de financiamentos ou parcerias.

A adoção das normas SEC objetivando a modernização das divulgações complementares do setor de petróleo e gás e a emissão pelo *Financial Accounting Standards Board* (FASB) da *Accounting Standards Update* nº 2011-03, “*Oil and Gas Reserve Estimation and Disclosure*”, não gerou um impacto significativo sobre as demonstrações contábeis consolidadas da Companhia, bem como não gerou divulgações adicionais.

(i) Custos capitalizados relativos às atividades de produção de petróleo e gás

A tabela a seguir apresenta o resumo dos custos capitalizados referentes às atividades de exploração e produção de petróleo e gás, juntamente com as correspondentes depreciação, exaustão e amortização acumuladas, e provisões para abandono:

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar sobre Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás (não auditada)
(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

							Investimentos por Equivalência Patrimonial	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros Internacional	Consolidado Total	Total	
31 de dezembro de 2013								
Reservas de petróleo e gás não provadas	21.261	826	685	22	–	1.533	22.794	–
Reservas de petróleo e gás provadas	71.638	2.410	5.907	–	–	8.318	79.956	3.972
Equipamentos de suporte	63.833	490	(277)	(15)	4	202	64.036	1
Custos capitalizados brutos	156.732	3.727	6.316	7	4	10.053	166.785	3.973
Depreciação e exaustão	(44.694)	(2.045)	(948)	–	(4)	(2.997)	(47.690)	(1.455)
	112.039	1.682	5.367	7	–	7.056	119.095	2.518
Ativos em construção	28.421	(131)	3	–	–	(127)	28.293	
Custos capitalizados, líquidos	140.460	1.551	5.370	7	1	6.929	147.389	2.518
31 de dezembro 2012								
Reservas de petróleo e gás não provadas	48.255	705	1.641	1.500	25	3.871	52.126	–
Reservas de petróleo e gás provadas	52.012	3.950	3.572	2.467	–	9.989	62.001	491
Equipamentos de suporte	55.729	1.488	–	26	7	1.522	57.251	–
Custos capitalizados brutos	155.996	6.143	5.213	3.994	32	15.382	171.378	491
Depreciação e exaustão	(43.277)	(3.013)	(625)	(1.415)	(3)	(5.057)	(48.333)	(170)
	112.719	3.130	4.588	2.579	29	10.326	123.045	321
Imobilizado em curso	27.314	11	2	–	–	13	27.327	–
Custos capitalizados, líquidos	140.033	3.141	4.590	2.579	29	10.339	150.372	321
31 de dezembro 2011								
Reservas de petróleo e gás não provadas	51.773	523	1.898	593	36	3.050	54.823	–
Reservas de petróleo e gás provadas	43.940	3.915	2.141	3.235	–	9.291	53.231	575
Equipamentos de suporte	51.509	1.119	24	(24)	2	1.121	52.630	1
Custos capitalizados brutos	147.222	5.557	4.063	3.804	38	13.462	160.684	576
Depreciação e exaustão	(39.518)	(2.937)	(454)	(1.316)	(1)	(4.708)	(44.226)	(198)
	107.704	2.620	3.609	2.488	37	8.754	116.458	378
Imobilizado em curso	23.640	286	–	90	–	376	24.016	–
Custos capitalizados, líquidos	131.344	2.906	3.609	2.578	37	9.130	140.474	378

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar sobre Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás (não auditada)
(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

(ii) Custos incorridos na aquisição, exploração e desenvolvimento de campos de petróleo e gás

							Investimentos por Equivalência	
	Consolidado						Patrimonial	
	América do Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros Internacional	Total	Total	
Em 31 de dezembro de 2013								
Aquisição de campos com reservas:								
Provadas	-	17	973	-	-	990	990	-
Não provadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Custos de exploração	9.605	183	397	1	1	582	10.187	-
Custos de desenvolvimento	16.732	656	165	282	2	1.105	17.837	237
Total	26.337	856	1.535	283	3	2.677	29.014	237
Em 31 de dezembro de 2012								
Aquisição de campos com reservas:								
Provadas	-	118	498	-	-	617	617	-
Não provadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Custos de exploração	5.670	282	601	86	1	970	6.640	-
Custos de desenvolvimento	16.217	759	538	285	60	1.642	17.859	19
Total	21.887	1.160	1.638	371	60	3.229	25.116	19
Em 31 de dezembro de 2011								
Aquisição de campos com reservas:								
Provadas	-	16	-	-	36	52	52	3
Não provadas	4	194	344	15	-	553	557	-
Custos de exploração	5.643	316	160	322	20	818	6.461	1
Custos de desenvolvimento	14.370	437	98	-	-	535	14.905	58
Total	20.017	963	602	337	56	1.958	21.975	62

(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 natural para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2013, 2012 e 2011 estão apresentados na tabela a seguir. A companhia transfere substancialmente toda a sua produção nacional de petróleo bruto e gás natural para o seu segmento de Abastecimento no Brasil. Os preços calculados através da metodologia adotada pela companhia podem não ser indicativos do preço que a companhia poderia conseguir pelo produto se o mesmo fosse comercializado em um mercado à vista não regulado. 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 natural são aqueles contratados com terceiros.

Os custos de produção são os custos de extração incorridos para operar e manter poços produtivos e os correspondentes equipamentos e instalações, que incluem custos de mão-de-obra, de materiais, suprimentos, combustível consumido nas operações e o custo de operação de unidades de processamento de gás natural.

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. De acordo com o Tópico de Codificação 932 da SEC – Atividades de Extração - Petróleo e Gás Natural, o imposto de renda se baseia nas alíquotas nominais, considerando as deduções permitidas. Despesas e receitas financeiras não foram contempladas nos resultados a seguir.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar sobre Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás (não auditada)
(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

							Investimentos por Equivalência Patrimonial	
	Consolidado						Total	Total
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros	Internacional	Total	Total
Em 31 de dezembro de 2013								
Receitas operacionais líquidas:								
Vendas a terceiros	1.114	1.033	513	206	–	1.752	2.866	546
Intersegmentos	67.096	1.708	–	674	–	2.382	69.478	762
	68.210	2.742	513	879	–	4.134	72.344	1.308
Custos de produção	(26.465)	(1.420)	(177)	(65)	–	(1.663)	(28.128)	(197)
Despesas de exploração	(2.784)	(61)	(88)	(28)	(3)	(180)	(2.964)	(2)
Depreciação, exaustão e amortização	(7.814)	(519)	(322)	(89)	–	(931)	(8.745)	(263)
Impairment dos ativos de produção de petróleo e gás natural	(4)	1	(14)	(560)	–	(573)	(577)	–
Outras despesas operacionais	(1.345)	(256)	(75)	(50)	1.748	1.367	22	–
Resultado antes dos impostos	29.798	486	(162)	86	1.744	2.154	31.952	847
Imposto de renda e contribuição social	(10.131)	(141)	(2)	(367)	(1)	(510)	(10.642)	(348)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	19.667	345	(164)	(281)	1.744	1.644	21.311	498
Em 31 de dezembro de 2012								
Receitas operacionais líquidas:								
Vendas a terceiros	843	1.148	19	368	–	1.535	2.378	186
Intersegmentos	73.871	1.659	290	1.886	–	3.834	77.705	–
	74.714	2.807	309	2.254	–	5.369	80.083	186
Custos de produção	(27.094)	(1.360)	(40)	(178)	–	(1.578)	(28.672)	(154)
Despesas de exploração	(3.613)	(176)	(48)	(81)	(56)	(361)	(3.974)	–
Depreciação, exaustão e amortização	(6.528)	(476)	(177)	(191)	(1)	(845)	(7.373)	(79)
Impairment dos ativos de produção de petróleo e gás natural	(34)	–	–	(16)	–	(16)	(50)	–
Outras despesas operacionais	(1.801)	(152)	(113)	176	(42)	(131)	(1.932)	–
Resultado antes dos impostos	35.644	643	(69)	1.964	(99)	2.438	38.082	(47)
Imposto de renda e contribuição social	(12.119)	(150)	–	(929)	1	(1.078)	(13.197)	14
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	23.525	493	(69)	1.035	(98)	1.360	24.885	(33)
Em 31 de dezembro de 2011								
Receitas operacionais líquidas:								
Vendas a terceiros	516	1.018	8	290	–	1.316	1.832	289
Intersegmentos	73.601	1.553	108	2.123	–	3.784	77.385	7
	74.117	2.571	116	2.413	–	5.100	79.217	296
Custos de produção	(26.755)	(1.198)	(31)	(134)	–	(1.363)	(28.118)	(142)
Despesas de exploração	(2.182)	(224)	(28)	(92)	(97)	(441)	(2.623)	(1)
Depreciação, exaustão e amortização	(6.358)	(408)	(53)	(263)	(1)	(725)	(7.083)	(121)
Impairment dos ativos de produção de petróleo e gás natural	(229)	1	–	–	–	1	(228)	(56)
Outras despesas operacionais	(1.557)	(214)	(216)	258	(22)	(194)	(1.751)	–
Resultado antes dos impostos	37.036	528	(212)	2.182	(120)	2.378	39.414	(24)
Imposto de renda e contribuição social	(12.592)	(151)	–	(791)	–	(942)	(13.534)	4
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	24.444	377	(212)	1.391	(120)	1.436	25.880	(20)

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar sobre Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás (não auditada)
(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

(iv) Informações sobre reservas

As reservas provadas líquidas de petróleo e gás natural estimadas pela Companhia e as correspondentes movimentações para os exercícios de 2012, 2011 e 2010 estão apresentadas no quadro 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*.

Reservas provadas de petróleo e gás natural são os volumes de petróleo e gás natural que, mediante análise de dados geocientíficos e de engenharia, podem ser estimadas com certeza razoável como sendo, a partir de uma determinada data, economicamente recuperáveis de reservas conhecidas e com as condições econômicas, técnicas operacionais e normas governamentais existentes, até o vencimento dos contratos que prevêm o direito de operação, salvo se evidências dêem certeza razoável da renovação, independentemente de serem usadas técnicas determinísticas ou probabilísticas nas estimativas. O empreendimento de extração dos hidrocarbonetos deve ter sido iniciado ou o operador deve ter razoável certeza de que o empreendimento será iniciado dentro de um prazo razoável.

Reservas desenvolvidas de petróleo e gás são reservas de qualquer categoria passíveis de serem recuperadas: (i) através de poços, equipamentos e métodos operacionais existentes ou em que o custo dos equipamentos necessários é relativamente menor comparado com o custo de um novo poço; e (ii) através de equipamentos de extração instalados e infraestrutura em operação no momento da estimativa das reservas, caso a extração seja feita por meios que não incluam um poço.

Em alguns casos, há a necessidade de novos investimentos substanciais em poços adicionais e equipamentos para recuperação dessas reservas provadas. Devido às incertezas inerentes e aos dados limitados sobre as reservas, as estimativas das reservas estão sujeitas a ajustes à medida que se obtém conhecimento de novas informações.

As reservas comprovadas na Bolívia não foram classificadas como tal em 2010 devido à nova Constituição Boliviana, que inibe a divulgação das reservas estimadas em áreas sob sua autoridade. O saldo inicial das reservas comprovadas na Bolívia para 2010 foi ajustado no item "Revisões de estimativas anteriores".

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar sobre Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás (não auditada)
(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

(iv) Informações sobre reservas

O quadro a seguir apresenta um resumo das movimentações anuais nas reservas provadas de petróleo (em milhões de barris):

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas	Consolidado						Investidas por Equivalência Patrimonial	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Internacional ** Óleo Sintético	Total	Total	
Reservas em 31.12.2010	10.379,0	209,8	10,1	124,9	344,8	7,4	10.731,2	33,5
Revisão de estimativas anteriores	571,6	(2,5)	36,4	8,1	42,0	2,4	616,0	(1,1)
Extensões e descobertas	151,2	9,4	8,0	-	17,4	-	168,6	-
Aprimoramento na recuperação	1,9	-	-	6,1	6,1	-	8,0	-
Vendas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(692,5)	(25,5)	(0,8)	(21,0)	(47,3)	(1,2)	(741,0)	(2,8)
Reservas em 31.12.2011	10.411,2	191,2	53,7	118,1	363,0	8,6	10.782,8	29,6
Revisão de estimativas anteriores	69,7	(2,6)	23,5	22,4	43,3	0,7	113,7	(3,0)
Extensões e descobertas	424,4	11,4	-	-	11,4	-	435,8	-
Aprimoramento na recuperação	324,6	0,6	-	18,7	19,3	-	343,9	-
Vendas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(690,7)	(25,2)	(3,3)	(19,0)	(47,5)	(1,0)	(739,1)	(2,3)
Reservas em 31.12.2012	10.539,2	175,4	74,0	140,2	389,6	8,3	10.937,1	24,3
Transferência por perda de controle*	-	-	-	(140,2)	(140,2)	-	(140,2)	140,2
Revisão de estimativas anteriores	(110,0)	13,4	21,9	-	35,4	1,3	(73,4)	1,8
Extensões e descobertas	818,3	-	33,0	-	33,0	-	851,4	-
Aprimoramento na recuperação	124,2	-	-	-	-	-	124,2	-
Vendas de reservas	(42,3)	-	(1,5)	-	(1,5)	-	(43,8)	(65,4)
Aquisição de reservas	0,0	-	-	-	-	-	0,0	-
Produção no ano	(671,0)	(22,8)	(4,3)	-	(27,1)	(0,8)	(698,9)	(16,5)
Reservas em 31.12.2013	10.658,4	166,0	123,1	(0,0)	289,2	8,8	10.956,4	84,5

*Valores transferidos em função da desconsolidação da PO&G, conforme nota 10.2

** Em 2013, inclui o valor de 105 milhões de barris referente a ativos mantidos para venda.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar sobre Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás (não auditada)
(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando especificamente indicado)

(iv) Informações sobre reservas

O quadro a seguir apresenta um resumo das movimentações anuais de reservas provadas de gás natural (em bilhões de pés cúbicos):

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas							Consolidado	Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Internacional **	Gás Sintético	Total	Total
Reservas em 31.12.2010	10.554,0	1.235,7	51,7	40,4	1.327,8	12,0	11.893,8	59,8
Revisão de estimativas anteriores	993,9	(9,7)	15,2	(1,1)	4,4	3,3	1.001,6	(15,0)
Extensões e descobertas	192,3	76,3	9,1	-	85,4	-	277,7	-
Aprimoramento na recuperação	0,3	-	-	-	-	-	0,3	-
Vendas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(673,5)	(112,7)	(4,1)	-	(116,8)	(1,9)	(792,2)	(1,3)
Reservas em 31.12.2011	11.067,0	1.189,6	71,9	39,3	1.300,8	13,4	12.381,2	43,5
Revisão de estimativas anteriores	373,4	(18,3)	2,7	6,2	(9,4)	1,8	365,8	5,2
Extensões e descobertas	275,8	19,6	-	-	19,6	-	295,4	-
Aprimoramento na recuperação	(624,3)	0,8	-	-	0,8	-	(623,5)	-
Vendas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-
Aquisição de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-
Produção no ano	(747,3)	(108,0)	(6,9)	-	(114,9)	(1,9)	(864,1)	(0,9)
Reservas em 31.12.2012	10.344,6	1.083,7	67,7	45,5	1.196,9	13,3	11.554,8	47,8
Transferência por perda de controle*	-	-	-	(45,5)	(45,5)	-	(45,5)	45,5
Revisão de estimativas anteriores	(291,2)	75,2	2,6	-	77,8	(0,1)	(213,5)	(8,0)
Extensões e descobertas	1.113,0	-	80,4	-	80,4	-	1.193,4	-
Aprimoramento na recuperação	916,0	-	-	-	-	-	916,0	-
Vendas de reservas	(17,3)	-	(13,4)	-	(13,4)	-	(30,7)	(22,8)
Aquisição de reservas	0,4	-	-	-	-	-	0,4	-
Produção no ano	(773,8)	(100,4)	(4,4)	-	(104,8)	(1,4)	(880,0)	(0,6)
Reservas em 31.12.2013	11.291,7	1.058,5	132,9	0,0	1.191,4	11,8	12.494,8	61,9

*Valores transferidos em função da desconsolidação da PO&G, conforme nota 10.2

**Inclui o valor de 363 bilhões de pés cúbicos referente a ativos mantidos para venda.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar sobre Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

(iv) Informações sobre reservas

	2013				2012				2011			
	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético
	(milhões de barris)	(milhões de barris)	(bilhões de pés cúbicos)	(bilhões de pés cúbicos)	(milhões de barris)	(milhões de barris)	(bilhões de pés cúbicos)	(bilhões de pés cúbicos)	(milhões de barris)	(milhões de barris)	(bilhões de pés cúbicos)	(bilhões de pés cúbicos)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas:												
Entidades Consolidadas												
Brasil	6.509,3	8,8	6.578,9	11,8	6.397,5	8,3	6.811,5	13,3	6.973,5	8,6	6.836,0	13,4
América do Sul	86,0	-	368,4	-	96,5	-	414,1	-	106,6	-	440,9	-
América do Norte	46,2	-	9,9	-	21,2	-	25,2	-	4,5	-	32,1	-
África	-	-	-	-	77,8	-	35,8	-	70,3	-	39,3	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Internacional	132,2	-	378,3	-	195,5	-	475,1	-	181,4	-	512,3	-
Total Entidades Consolidadas	6.641,6	8,8	6.957,3	11,8	6.593,0	8,3	7.286,6	13,3	7.154,9	8,6	7.348,3	13,4
Entidades não Consolidadas												
Brasil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
América do Sul	12,4	-	14,9	-	12,7	-	14,6	-	17,5	-	20,2	-
América do Norte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
África	37,3	-	15,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Internacional	49,8	-	30,5	-	12,7	-	14,6	-	17,5	-	20,2	-
Total Entidades não Consolidadas	49,8	-	30,5	-	12,7	-	14,6	-	17,5	-	20,2	-
Total Entidades Consolidadas e não Consolidadas	6.691,4	8,8	6.987,8	11,8	6.605,7	8,3	7.301,2	13,3	7.172,4	8,6	7.368,5	13,4
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas:												
Entidades Consolidadas												
Brasil	4.149,1	-	4.712,7	-	4.141,7	-	3.533,0	-	3.437,5	-	4.231,0	-
América do Sul	80,1	-	690,1	-	78,9	-	669,5	-	84,7	-	748,6	-
América do Norte	77,0	-	123,1	-	52,8	-	42,5	-	49,3	-	40,1	-
África	-	-	-	-	62,4	-	9,8	-	47,8	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Internacional	157,1	-	813,2	-	194,1	-	721,8	-	181,8	-	788,7	-
Total Entidades Consolidadas	4.306,2	-	5.525,9	-	4.335,8	-	4.254,8	-	3.619,3	-	5.019,7	-
Entidades não Consolidadas												
Brasil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
América do Sul	8,8	-	26,4	-	11,6	-	33,2	-	12,1	-	23,3	-
América do Norte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
África	25,9	-	4,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Internacional	34,7	-	31,3	-	11,6	-	33,2	-	12,1	-	23,3	-
Total Entidades não Consolidadas	34,7	-	31,3	-	11,6	-	33,2	-	12,1	-	23,3	-
Total Entidades Consolidadas e não Consolidadas	4.340,8	-	5.557,2	-	4.347,4	-	4.288,0	-	3.631,4	-	5.043,0	-

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar sobre Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás (não auditada)
(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

(v) Mensuração padronizada dos fluxos de caixa futuros descontados líquidos relacionados a volumes provados de petróleo e gás e correspondentes movimentações

A mensuração padronizada dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados, referentes às reservas provadas de petróleo e gás natural mencionadas anteriormente, é feita em conformidade com o Tópico de Codificação 932 da SEC – Atividades de Extração - Petróleo e Gás Natural.

As estimativas de futuras entradas de caixa da produção no Brasil e no segmento Internacional são calculadas pela aplicação do preço médio durante o período de 12 meses anterior à data de fechamento, determinado como uma média aritmética não ponderada do preço do primeiro dia de cada mês dentro desse período, a menos que os preços sejam definidos por acordos contratuais, excluindo indexadores baseados em condições futuras. As variações nos preços futuros se limitam às variações previstas em contratos existentes no fim de cada exercício. Os custos futuros de desenvolvimento e produção 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, tendo como premissa a 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, deduzidas da base fiscal dos ativos relacionados. Os fluxos de caixa futuros descontados líquidos são calculados utilizando fatores de desconto intermediários de 10%. Esse desconto requer estimativas, ano a ano, do momento em que os dispêndios futuros serão incorridos e as reservas extraídas.

A avaliação determinada pelo Tópico de Codificação 932 da SEC requer a adoção de premissas em relação ao momento de ocorrência e ao valor dos custos de desenvolvimento e produção futuros. Os cálculos são feitos no dia 31 de dezembro de cada exercício e não devem ser utilizados como indicativos dos fluxos de caixa futuros da Petrobras ou do valor das suas reservas de petróleo e gás natural.

As informações relativas à mensuração padronizada dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados são apresentadas originalmente em dólar norte-americano no Form 20-F da SEC e foram convertidas para o real para apresentação nestas Demonstrações Contábeis. Desta forma, visando manter a consistência com os critérios utilizados na mensuração das estimativas de futuras entradas de caixa, conforme descrito anteriormente, a taxa de câmbio utilizada para conversão de cada um dos períodos decorre da cotação média do dólar norte-americano durante o período de 12 meses anterior à data de fechamento, determinada como uma média aritmética não ponderada da cotação do primeiro dia útil de cada mês dentro desse período. As variações cambiais decorrentes desta conversão são demonstradas como ajuste acumulado de conversão nas tabelas de movimentação dos fluxos, conforme a seguir.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar sobre Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás (não auditada)
(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

						Investimentos por Equivalência Patrimonial	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Internacional **	Consolidado Total	Total
Em 31 de dezembro de 2013							
Fluxos de caixa futuros	1.134.383	16.770	12.071	–	28.841	1.163.225	8.724
Custo de produção futuros	(469.442)	(8.742)	(3.484)	–	(12.226)	(481.668)	(3.051)
Custo de desenvolvimento futuros	(72.675)	(2.146)	(2.795)	–	(4.942)	(77.617)	(1.927)
Despesa futura de imposto de renda	(205.938)	(1.693)	(169)	–	(1.862)	(207.800)	(1.221)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	386.328	4.189	5.622	–	9.811	396.139	2.524
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados *	(197.760)	(1.435)	(2.288)	–	(3.723)	(201.483)	(820)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	188.569	2.754	3.335	–	6.088	194.657	1.704
Em 31 de dezembro de 2012							
Fluxos de caixa futuros	1.107.784	18.010	7.318	15.682	41.010	1.148.794	4.155
Custo de produção futuros	(458.630)	(8.822)	(1.676)	(3.105)	(13.603)	(472.233)	(2.880)
Custo de desenvolvimento futuros	(58.197)	(2.245)	(2.002)	(3.785)	(8.032)	(66.229)	(177)
Despesa futura de imposto de renda	(204.258)	(2.010)	–	(3.166)	(5.176)	(209.434)	(405)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	386.699	4.933	3.640	5.626	14.199	400.898	693
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados*	(198.081)	(1.733)	(1.174)	(1.872)	(4.779)	(202.860)	(282)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	188.618	3.200	2.466	3.754	9.420	198.038	411
Em 31 de dezembro de 2011							
Fluxos de caixa futuros	1.099.570	17.606	4.839	13.064	35.509	1.135.079	2.273
Custo de produção futuros	(432.615)	(7.911)	(1.485)	(2.714)	(12.110)	(444.725)	(1.205)
Custo de desenvolvimento futuros	(62.488)	(1.923)	(1.349)	(2.618)	(5.890)	(68.378)	(59)
Despesa futura de imposto de renda	(209.065)	(2.321)	–	(2.753)	(5.074)	(214.139)	(341)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	395.402	5.451	2.005	4.979	12.435	407.837	668
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados*	(203.006)	(2.006)	(871)	(1.514)	(4.391)	(207.397)	(223)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	192.396	3.445	1.134	3.465	8.044	200.440	445

* Capitalização semestral

** Inclui o valor de US\$ 1.758 referente a ativos classificados como mantidos para venda em 2013.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar sobre Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

v) Mensuração padronizada dos fluxos de caixa futuros descontados líquidos relacionados a volumes provados de petróleo e gás e correspondentes movimentações

						Investimentos por Equivalência Patrimonial		
						Consolidado	Total	Total
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros	Internacional **		
Em 01 de janeiro de 2013	188.618	3.200	2.466	3.755	-	9.421	198.039	411
Transferências por perda de controle*				(3.755)		(3.755)	(3.755)	3.755
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(33.988)	(1.159)	(398)	-	-	(1.557)	(35.545)	(735)
Custos de desenvolvimento incorridos***	16.732	656	165	282	2	1.105	17.837	237
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(1.008)	272	(116)	-	-	157	(851)	(1.878)
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias de recuperabilidade, menos custos relacionados	33.171	-	673	-	-	673	33.844	-
Revisões de estimativas anteriores de volumes	(4.075)	28	936	-	-	963	(3.112)	84
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	(9.710)	(370)	303	(282)	(2)	(351)	(10.061)	(416)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(19.155)	(404)	(346)	-	-	(750)	(19.905)	(86)
Acréscimo de desconto	18.862	447	271	-	-	718	19.579	251
Variação líquida do imposto de renda	(877)	189	(12)	-	-	176	(701)	272
Ocorrência		(3)	(654)	-	-	(657)	(657)	-
Outros - não especificados		(102)	46	-	-	(56)	(56)	(192)
Em 31 de dezembro de 2013	188.569	2.754	3.335	-	-	6.088	194.657	1.704

*Valores transferidos de entidades consolidadas para não-consolidadas em função da desconsolidação da PO&G, conforme nota 10.2

** Inclui o valor de US\$ 1,758 referente a ativos classificados como mantidos para venda.

*** Custos associados a desenvolvimento de campos de petróleo.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar sobre Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

v) Mensuração padronizada dos fluxos de caixa futuros descontados líquidos relacionados a volumes provados de petróleo e gás e correspondentes movimentações

						Consolidado	Investimentos por Equivalência Patrimonial	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros Internacional	Total	Total	
Em 01 de janeiro de 2012	192.396	3.446	1.133	3.465	-	8.044	200.440	445
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(47.822)	(1.241)	(67)	(1.721)	-	(3.029)	(50.851)	(116)
Custos de desenvolvimento incorridos*	16.217	759	538	285	60	1.642	17.859	19
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	-	-	-	-	-	-	-	-
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias de recuperabilidade, menos custos relacionados	17.855	180	1.017	1.372	-	2.569	20.424	40
Revisões de estimativas anteriores de volumes	3.410	246	(59)	1.774	-	1.961	5.371	(58)
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	(6.848)	84	114	(341)	(60)	(203)	(7.051)	(138)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(8.958)	(823)	(380)	(1.058)	-	(2.261)	(11.219)	(114)
Acréscimo de desconto	19.240	485	130	344	-	959	20.199	67
Variação líquida do imposto de renda	3.129	154	-	(100)	-	54	3.183	1
Ocorrência	-	(37)	54	-	-	17	17	-
Outros - não especificados	-	(54)	(15)	(265)	-	(334)	(334)	265
Em 31 de dezembro de 2012	188.619	3.199	2.465	3.755	-	9.419	198.038	411

* Custos associados a desenvolvimento de campos de petróleo.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar sobre Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

v) Mensuração padronizada dos fluxos de caixa futuros descontados líquidos relacionados a volumes provados de petróleo e gás e correspondentes movimentações

	Consolidado	América do Sul	América do Norte	África	Internacional	Total	Investimentos por Equivalência Patrimonial Total
Em 01 de janeiro de 2011	124.274	3.714	230	3.062	7.006	131.280	324
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(45.745)	(1.076)	(82)	(2.037)	(3.195)	(48.940)	(70)
Custos de desenvolvimento incorridos*	13.943	437	98	–	535	14.478	44
Varição líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	–	–	–	–	–	–	–
Varição líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias de recuperabilidade, menos custos relacionados	4.892	212	307	377	896	5.788	–
Revisões de estimativas anteriores de volumes	19.483	44	1.071	570	1.685	21.168	(32)
Varição líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	114.630	661	49	2.735	3.445	118.075	133
Varição nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(15.984)	(441)	(517)	(120)	(1.078)	(17.062)	(30)
Acréscimo de desconto	12.427	476	23	294	793	13.220	54
Varição líquida do imposto de renda	(35.524)	(48)	–	(982)	(1.030)	(36.554)	(6)
Ocorrência	–	(70)	26	–	(44)	(44)	–
Outros - não especificados	–	(463)	(72)	(434)	(969)	(969)	28
Em 31 de dezembro de 2011	192.396	3.446	1.133	3.465	8.044	200.440	445

* Custos associados a desenvolvimento de campos de petróleo.