

Conforme arquivado na Securities and Exchange Commission (SEC) em 15 de maio de 2015.

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 2014

Nº Registro na Comissão: 001-15106
Petróleo Brasileiro S.A.—Petrobras
(Razão Social do requerente conforme especificado no seu regimento interno)

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 da sede)

Ivan de Souza Monteiro
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
(55 21) 3224-2040 – ivanmonteiro@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:

Título de cada classe:	Nome de cada bolsa de valores em que foi registrado:
Ações Ordinárias Petrobras, sem valor nominal*	Bolsa de Valores de Nova Iorque*
Petrobras American Depositary Shares, ou ADSs (evidenciadas 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 (evidenciadas por American Depositary Receipts), cada uma representando duas Ações Preferenciais	Bolsa de Valores de Nova Iorque
6,125% Global Notes com vencimento em 2016, emitidas por PGF (sucessora da PifCo)	Bolsa de Valores de Nova Iorque
3,875% Global Notes com vencimento em 2016, emitidas por PGF (sucessora da PifCo)	Bolsa de Valores de Nova Iorque
3,500% Global Notes com vencimento em 2017, emitidas por PGF (sucessora da PifCo)	Bolsa de Valores de Nova Iorque
5,875% Global Notes com vencimento em 2018, emitidas por PGF (sucessora da PifCo)	Bolsa de Valores de Nova Iorque
7,875% Global Notes com vencimento em 2019, emitidas por PGF (sucessora da PifCo)	Bolsa de Valores de Nova Iorque
5,750% Global Notes com vencimento em 2020, emitidas por PGF (sucessora da PifCo)	Bolsa de Valores de Nova Iorque
5,375% Global Notes com vencimento em 2021, emitidas por PGF (sucessora da PifCo)	Bolsa de Valores de Nova Iorque
6,875% Global Notes com vencimento em 2040, emitidas por PGF (sucessora da PifCo)	Bolsa de Valores de Nova Iorque
6,750% Global Notes com vencimento em 2041, emitidas por PGF (sucessora da 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 2014 era:

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

Assinalar com um \checkmark 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 \checkmark 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 \checkmark 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 com um \checkmark se o requerente do registro apresentou eletronicamente e postou no Website de sua empresa, se houver, todos os arquivos de dados interativos que devem ser apresentados e postados de acordo com o Regulamento 405 do Regulamento S-T (parágrafo 232.405 deste capítulo) durante os 12 meses antecedentes (ou para um período mais curto em que o requerente do registro teve que apresentar e postar tais arquivos).

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 Accelerated filer Non-accelerated filer

Assinalar com \checkmark 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 \checkmark qual o item na demonstração financeira que o requerente optou por adotar.

Item 17 Item 18

Se este for um relatório anual, assinalar com \checkmark se o requerente é uma empresa *Shell* (sociedade que foi incorporada, mas não registra ativos ou operações significativas), conforme definido na regra 12b-2 da Lei de Mercado de Capitais.

Sim Não

Nota Explanatória	5
Demonstrativos de Projeção	6
Glossário de Termos da Indústria de Petróleo	8
Tabela de Conversão.....	11
Abreviações	12
Apresentação das Informações Financeiras e outras Informações	13
Apresentação de Informações sobre Reservas.....	14
PARTE I	15
Item 1. Identificação dos Conselheiros, Alta Administração e Consultores	15
Item 2. Estatística de Oferta e Cronograma Previsto	15
Item 3. Informações Principais	15
Dados Financeiros Selecionados.....	15
Fatores de Risco.....	18
Item 4. Informações sobre a companhia	34
História e Desenvolvimento	34
Visão Geral do Grupo.....	35
Exploração e Produção	37
Refino, Transporte e Comercialização	50
Distribuição.....	56
Gás e Energia	57
Internacional.....	65
Biocombustíveis.....	71
Corporativo.....	72
Estrutura Organizacional	72
Ativos imobilizados	73
Regulamentação do Setor de Petróleo e Gás no Brasil	74
Iniciativas em Iniciativas em Segurança, Meio Ambiente e Saúde	78
Seguro.....	80
Informações Adicionais sobre Reservas e Produção	81
Item 4A. Comentários Não-Resolvidos de Equipe	91
Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras	91
Discussão da Administração e Análise da Condição Financeira e Resultados das Operações	91
Visão Geral.....	91
Volumes de Vendas e Preços.....	92
Efeitos dos Impostos sobre nosso Lucro.....	94
Inflação e Variação Cambial.....	95
Resultados das Operações.....	96
Informações Adicionais por Segmento de Negócios	106
Liquidez e Recursos de Capital	107
Obrigações Contratuais	112
Estimativas e Políticas Contábeis Críticas	112
Pesquisa e Desenvolvimento	117
Tendências.....	119
Item 6. Conselheiros, Alta Administração e Empregados	120
Conselheiros e Alta Administração.....	120
Remuneração.....	126
Participação Acionária	126
Conselho Fiscal	127
Comitê de Auditoria.....	127
Outros Comitês.....	128
Ouvidoria Geral	129
Empregados e Relações Trabalhistas.....	130
Item 7. Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas	132
Principais Acionistas	132
Transações com Partes Relacionadas	133

Item 8. Informações Financeiras	134
Demonstrações Consolidadas e Outras Informações Financeiras	134
Processos Judiciais	134
Comissões Internas	135
Distribuição de Dividendos	137
Item 9. A Oferta e a Listagem	137
Item 10. Informações Adicionais	139
Atos Constitutivos e Estatuto Social	139
Restrições a Detentores Não-Brasileiros	148
Transferência de Controle	148
Divulgação de Participações Acionárias	148
Contratos Relevantes	149
Controles de Câmbio	158
Tributação Relativa às Nossas ADSs e Ações Ordinárias e Preferenciais	159
Tributação Relativa aos Títulos da PGF	167
Documentos em Exibição	173
Item 11. Divulgações Qualitativas e Quantitativas sobre o Risco de Mercado	173
Item 12. Descrição de outros Títulos, exceto Títulos Patrimoniais	176
American Depositary Shares	176
PARTE II	177
Item 13. Inadimplências, Dividendos em Atraso e Mora	177
Item 14. Modificações Relevantes nos Direitos dos Titulares de Títulos e no uso dos Produtos	177
Item 15. Controles e Procedimentos	177
Controles e Procedimentos de Divulgação	177
Relatório da Administração com respeito ao Controle Interno sobre os Relatórios Financeiros	177
Mudanças nos Controles Internos sobre os Relatórios Financeiros	181
Item 16A. Perito Financeiro do Comitê de Auditoria	181
Item 16B. Código de Ética	182
Item 16C. Principais Honorários e Serviços Contábeis	182
Honorários de Auditoria e de Serviços	182
Políticas e Procedimentos de Aprovação do Comitê de Auditoria	183
Item 16D. Isenções das Normas de Listagem em Bolsa para os Comitês de Auditoria	183
Item 16E. Aquisição de Valores Mobiliários pelo Emissor e por Compradores Afiliados	183
Item 16F. Mudança no Contador Responsável do Requerente	183
Item 16G. Governança Corporativa	184
PARTE III	187
Item 17. Demonstrações Financeiras	187
Item 18. Demonstrações Financeiras	187
Item 19. Anexos	187
Assinaturas	200

NOTA EXPLANATÓRIA

A apresentação deste relatório anual de 2014 foi adiada porque necessitávamos de tempo adicional para completar divulgações anuais relacionadas com os ajustes que passamos a descrever a seguir e para finalizar divulgações neste relatório anual a fim de descrever fraquezas materiais em nossos controles internos sobre os relatórios financeiros. Essas fraquezas materiais estão descritas no item 15, Controles e Procedimentos.

No terceiro trimestre de 2014, nós demos baixa em US\$ 2.527 milhões de custos capitalizados que representam montantes que a Petrobras pagou em excesso para a aquisição de ativos imobilizados em anos anteriores.

Em 2009, a Polícia Federal do Brasil iniciou uma investigação denominada "Operação Lava-Jato" tendo como alvo organizações criminosas envolvidas em lavagem de dinheiro em vários estados brasileiros. A operação Lava-Jato é extremamente ampla e envolve inúmeras investigações sobre várias práticas criminosas com foco em crimes cometidos por indivíduos em diferentes partes do Brasil e setores da economia brasileira.

Ao longo de 2014, o Ministério Público Federal brasileiro focou parte de sua investigação sobre irregularidades envolvendo empreiteiras e fornecedores da Petrobras e descobriu um esquema de pagamento amplo envolvendo uma vasta gama de participantes. De acordo com o depoimento das investigações criminais brasileiras que se tornaram disponíveis a partir de outubro de 2014, ex-funcionários do alto escalão da Petrobras conspiraram com empreiteiras, fornecedores e outros desde 2004 até abril de 2012 para estabelecer e implementar um cartel ilegal que sistematicamente sobrecarregou a Petrobras na aquisição de ativos imobilizados. Dois ex-diretores da Petrobras e um ex-gerente executivo estavam envolvidos neste esquema de pagamento, nenhum dos quais trabalha mais conosco desde abril de 2012 e são referidos neste relatório anual como "ex-empregados da Petrobras". Os pagamentos indevidos foram utilizados para financiar pagamentos indevidos a partidos políticos, políticos eleitos ou outros agentes políticos, empregados de empreiteiras e fornecedores, os ex-empregados da Petrobras e outros envolvidos no esquema de pagamentos indevidos. Nós não fizemos os pagamentos indevidos, que foram feitos por empreiteiras e fornecedores e por intermediários, que agiam em nome das empreiteiras e fornecedores.

Nós acreditamos que segundo a IAS 16, os montantes que pagamos em excesso nos termos do presente esquema de pagamento não deveriam ter sido incluídos nos custos históricos de nossos ativos imobilizados. No entanto, não podemos identificar especificamente tanto os pagamentos contratuais individuais que incluem cobranças em excesso ou os períodos em que os pagamentos indevidos ocorreram. Em consequência disso, desenvolvemos uma metodologia para estimar o valor agregado que pagamos em excesso no esquema de pagamento indevido, a fim de determinar o montante do ajuste que representa o valor em excesso de nossos ativos imobilizados, resultante dos pagamentos indevidos. As circunstâncias e a metodologia são descritas neste relatório anual.

As seções seguintes deste relatório anual contêm divulgações relacionadas a operação Lava-Jato e a metodologia aprovada para abordar os pagamentos indevidos:

- Item 3, Fatores de Risco, contém riscos relacionados à metodologia de estimativa usada para determinar o impacto dos pagamentos indevidos, as investigações reguladoras em curso, o contencioso cível pendente nos EUA, e fraquezas materiais do controle interno dos relatórios financeiros;
- Item 4, Informações sobre a Companhia, contém informações sobre ativos imobilizados afetados;
- Item 5, Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras, contém uma descrição dos pagamentos adicionais, e uma discussão sobre a metodologia de estimativa nas Estimativas Contábeis Críticas;

- Item 6, Conselheiros, Alta Administração e Empregados, contém uma descrição dos novos membros do conselho, a alta administração e o comitê especial que serve como uma linha de informação para as nossas investigações internas;
- Item 8, Informações Financeiras, contém uma descrição dos processos judiciais em curso que nos envolvem, e uma descrição de algumas de nossas comissões internas estabelecidas para avaliar as transações passadas;
- Item 15, Controles e Procedimentos, contém uma discussão sobre as implicações para a eficácia dos controles internos sobre relatórios financeiros, e a eficácia dos controles e procedimentos de divulgação; e
- Item 18, Demonstrações Financeiras, Nota 3, a operação Lava-Jato, e seus efeitos sobre a companhia, contém uma descrição da operação Lava-Jato, uma descrição da metodologia de estimativa, uma análise tabular do impacto dos pagamentos indevidos e uma descrição de contencioso cível relacionado.

DEMONSTRATIVOS DE PROJEÇÕES

Este relatório anual inclui projeções dentro do significado da Seção 27A da Lei 'Securities Act' de 1933, e suas alterações, ou a Lei 'Securities Act', e a Seção 21E da Lei 'Securities Exchange Act' de 1934, e suas alterações ou Lei 'Exchange Act', que não são baseadas em fatos históricos e não são garantias de resultados futuros. As projeções contidas neste relatório anual, que abordam a nossa expectativa de negócios e desempenho financeiro, entre outros assuntos, contêm palavras como "acreditar", "esperar", "estimar", "antecipar", "pretender", "planejar", "irá", "deverá", "poderá", "deveria", "possivelmente", "provável", "potencial" e expressões similares.

Os leitores são orientados a não depositar confiança indevida nessas projeções, que falam somente a partir da data em que são feitas. Não há garantia de que os eventos estimados, tendências ou resultados venham a ocorrer.

Fizemos projeções que abordam, entre outras coisas:

- nossa estratégia de marketing e expansão;
- nossas atividades de exploração e produção, incluindo a perfuração;
- nossas atividades relacionadas ao refino, importação, exportação, transporte de petróleo, gás natural e derivados de petróleo, petroquímica, geração de energia, biocombustíveis e outras fontes de energia renovável;
- nossas despesas de capital projetadas e direcionadas e outros custos, compromissos e receitas;
- nossa liquidez e fontes de financiamento;
- nossa estratégia de preços e desenvolvimento de fontes de receitas adicionais; e
- o impacto, incluindo o custo, de aquisições e desinvestimentos.

Nossas projeções não são garantias de desempenho futuro e estão sujeitas a hipóteses que podem se revelar incorretas e riscos e incertezas difíceis de prever. Nossos resultados atuais podem diferir materialmente daqueles expressos ou previstos em quaisquer projeções, em consequência de uma variedade de fatores e expectativas. Estes fatores incluem, mas não estão limitados ao seguinte:

- nossa capacidade de obter financiamento;
- condições econômicas e empresariais gerais, incluindo petróleo e outras *commodities*, margens de refino e taxas de câmbio vigentes;
- condições econômicas globais;
- nossa capacidade de encontrar, adquirir ou obter acesso a reservas adicionais e desenvolver nossas reservas atuais com êxito;
- incertezas inerentes no estabelecimento de estimativas de nossas reservas de petróleo e gás, incluindo reservas de petróleo e gás descobertas recentemente;
- concorrência;
- dificuldades técnicas na operação de nossos equipamentos e na prestação de nossos serviços;
- alterações ou inobservância de leis ou regulamentos, incluindo no que diz respeito a atividades fraudulentas, corrupção e suborno;
- recebimento de aprovações e licenças governamentais;
- acontecimentos políticos, econômicos e sociais internacionais e brasileiros;
- desastres naturais, acidentes, operações militares, atos de sabotagem, guerras ou embargos;
- o custo e disponibilidade de cobertura de seguro adequada;
- o resultado das investigações de corrupção em curso e quaisquer novos fatos ou informações que possam surgir em relação à "operação Lava-Jato";
- a eficácia de nossas políticas e procedimentos de gestão de risco, incluindo o risco operacional; e
- litígio, tais como ações de classe ou execução ou outros procedimentos instaurados por órgãos governamentais e regulatórios.

Para obter informações adicionais sobre fatores que possam fazer com que nossos resultados reais difiram das expectativas refletidas nas projeções, consulte "Fatores de Risco" no relatório anual.

Todas as projeções atribuídas a nós ou a uma pessoa atuando em nosso nome são qualificadas em sua totalidade nesta declaração cautelar. Não assumimos nenhuma obrigação de atualizar publicamente ou revisar quaisquer projeções, seja em consequência de novas informações ou eventos futuros ou por qualquer outro motivo.

Os dados de reservas de petróleo e gás natural apresentados ou descritos neste relatório anual são apenas estimativas e nossa produção, receitas e despesas atuais em relação às nossas reservas podem diferir materialmente dessas estimativas.

GLOSSÁRIO DE TERMOS DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO

A menos que o contexto indique o contrário, os seguintes termos têm os significados mostrados abaixo:

Águas Profundas.....	Entre 300 e 1.500 metros (984 e 4.921 pés) de profundidade.
Águas Ultraprofundas.....	Acima de 1500 metros (4.921 pés) de profundidade.
ANEEL.....	Agência Nacional de Energia Elétrica, ou ANEEL, é a agência federal que regula o setor elétrico no Brasil.
ANP.....	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, ou ANP, é a agência federal que regula o setor de petróleo, gás natural e combustíveis renováveis no Brasil.
API.....	Medida padrão de densidade de óleo, desenvolvida pelo Instituto Americano do Petróleo.
Área de Exploração.....	Uma região no Brasil sob um contrato de regulamentação sem uma acumulação de hidrocarbonetos conhecida ou com uma acumulação de hidrocarbonetos que ainda não foi declarada comercial.
Barris.....	Medida padrão de volume de petróleo.
BNDES.....	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BSR.....	Boias de Sustentação de Riser
CGDU.....	Controladoria Geral da União, ou CGDU, é um órgão consultivo da Presidência da República, responsável por auxiliar em questões relacionadas com a proteção do patrimônio público e com a melhoria da transparência no Poder Executivo brasileiro, por meio de atividades de controle interno, auditoria pública, e a prevenção e combate da corrupção, entre outros.
CMN.....	O Conselho Monetário Nacional, ou CMN, é a mais alta autoridade do sistema financeiro brasileiro, responsável pela formulação da política monetária e de crédito brasileiro.
CNPE.....	O Conselho Nacional de Política Energética, ou CNPE, é um órgão consultivo do Presidente da República que auxilia na formulação de políticas e diretrizes de energia.
Condensado.....	Substâncias de hidrocarboneto leve produzidas com gás natural, que condensam em líquido à temperatura e pressão normais.
Contrato de Cessão Onerosa	Um contrato pelo qual o governo federal brasileiro nos cede o direito de explorar e produzir petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos em áreas específicas do pré-sal no Brasil. Consulte o Item 10 "Informações Adicionais - Contratos Relevantes – Contrato de Cessão Onerosa". Também referido como o "Contrato de Cessão de Direitos".
CVM.....	A Comissão de Valores Mobiliários do Brasil, ou CVM.

Destilação	Um processo pelo qual os líquidos são separados ou refinados por vaporização seguida por condensação.
DOJ.....	Departamento de Justiça dos EUA.
TLD	Teste de Longa Duração
FPSO.....	Unidade flutuante de produção, armazenamento e descarga.
GLP.....	Gás de petróleo liquefeito, o qual é uma mistura de hidrocarbonetos saturados e insaturados, com até cinco átomos de carbono, usado como combustível doméstico.
GNL	Gás natural liquefeito.
LGNs.....	Líquidos de gás natural, que são substâncias de hidrocarbonetos leves produzidas com o gás natural, que condensam em líquido à temperatura e pressão normais.
MME	O Ministério de Minas e Energia do Brasil.
MPBM.....	O Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão do Brasil.
Óleo	Petróleo, incluindo LGNs e condensados.
Óleo sintético e gás sintético	Uma mistura de hidrocarbonetos derivados de uma beneficiação (ou seja, quimicamente alterados) betume natural de areias betuminosas, querogênio de xistos betuminosos, ou processamento de outras substâncias, tais como gás natural ou carvão. Óleo sintético pode conter enxofre ou outros compostos não hidrocarboneto e tem muitas semelhanças com o petróleo.
Petróleo (bruto) intermediário	O petróleo com densidade API superior a 22 ° e inferior a ou igual a 31 °.
Petróleo (bruto) leve	O petróleo com uma densidade API maior do que 31 °.
Petróleo (bruto) pesado	O petróleo com densidade API inferior a ou igual a 22 °.
PGF.....	Petrobras Global Finance BV
PLSV	São embarcações que lançam e recolhem linhas no mar.
Profundidade Total.....	A profundidade total de um poço, incluindo a distância vertical através da água e abaixo da <i>mudline</i> .
Reservas provadas	Consistente com as definições da Norma 4-10 (a) do Regulamento S-X, as reservas provadas de petróleo e gás são aquelas quantidades de petróleo e gás, que, pela análise dos dados de geociência e engenharia, podem ser estimadas como tendo certeza razoável de ser economicamente produzível - a partir de uma determinada data, em reservatórios conhecidos e sob as condições econômicas, métodos operacionais e regulamentos governamentais existentes. As condições econômicas existentes incluem preços e custos com base nos quais a produtividade econômica de um reservatório será determinada. O preço é o preço médio durante o período de 12 meses anterior a 31 de dezembro de 2014, a menos que os preços sejam definidos por acordos contratuais, excluindo reajustes

baseados em condições futuras. O projeto para extrair os hidrocarbonetos deve ter iniciado ou devemos estar razoavelmente seguros de que vamos começar o projeto dentro de um prazo razoável.

Reservas que podem ser produzidas economicamente através da aplicação de técnicas avançadas de recuperação (tais como injeção de fluido) estão incluídas na classificação de "provadas" quando forem bem sucedidas em um teste de um projeto piloto, ou quando a operação de um programa instalado no reservatório, fornecer suporte para a análise de engenharia em que o programa ou o projeto se baseou.

Reservas provadas desenvolvidas.	Reservas que se pode esperar que sejam recuperadas: (i) através de poços existentes com os equipamentos e métodos operacionais existentes ou nas quais o custo do equipamento necessário é relativamente menor comparado com o custo de um novo poço; e (ii) por meio de equipamentos de extração instalados e infraestrutura operacional no momento da estimativa de reserva se a extração for através de meios que não envolvam um poço.
Reservas provadas não desenvolvidas.....	Reservas que se espera que sejam recuperadas a partir de novos poços em áreas não perfuradas, ou de poços existentes que exijam despesa relativamente maior. Reservas em áreas não perfuradas são limitadas a essas que compensam diretamente as áreas de desenvolvimento de espaçamento em que há uma certeza razoável de produção quando perfuradas, salvo uma comprovação por meio de tecnologia confiável existente, que estabeleça uma certeza razoável de produtividade econômica em distâncias maiores. Locais não perfurados são classificados como tendo reservas não desenvolvidas apenas se um plano de desenvolvimento tiver sido adotado, indicando que eles estão programados para serem perfurados dentro de cinco anos, a menos que as circunstâncias específicas justifiquem um tempo maior. As reservas provadas não desenvolvidas não incluem reservas atribuíveis a qualquer área na qual uma aplicação de injeção de fluido ou outra técnica de recuperação melhorada for contemplada, a menos que essas técnicas tenham se mostrado eficazes por projetos reais no mesmo reservatório ou em um reservatório análogo por outras provas usando tecnologia confiável, que estabeleça uma certeza razoável.
Reservatório do pós-sal	Uma formação geológica contendo óleo ou depósitos de gás natural localizada acima de uma camada de sal.
Reservatório do pré-sal	Uma formação geológica contendo óleo ou depósitos de gás natural localizada abaixo de uma camada de sal.
<i>Ring fence:</i>	Área de exploração contígua a um campo onde já houve descobertas anteriores.
SPE	Sociedade de Engenheiros de Petróleo.
SS	Unidade Semisubmersível.
TCU	Tribunal de Contas da União, ou TCU, é um órgão consultivo do Congresso Brasileiro, responsável por auxiliar em assuntos relacionados com a supervisão do Poder Executivo brasileiro no que diz respeito à contabilidade, finanças, orçamento, operacional e questões do patrimônio público.
TLWP.....	Plataforma TLWP (plataforma de pernas atirantadas).

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 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
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
mbbl	Milhares de barris
mbbl/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
mm ³ /a	Milhares de metros cúbicos por ano
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
mmt/a	Milhões de toneladas métricas ao ano
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. A menos que o contexto exija de outra forma, os termos "Petrobras", "nós", "nos" e "nosso" referem-se a Petróleo Brasileiro S.A.-Petrobras e suas subsidiárias consolidadas, as operações conjuntas e entidades estruturadas.

Atualmente, emitimos títulos nos mercados de capitais internacionais por meio de nossa subsidiária financeira integral Petrobras Global Finance BV, ou PGF, uma empresa privada de responsabilidade limitada constituída segundo as leis da Holanda. Nós garantimos total e incondicionalmente os títulos emitidos pela PGF. No passado, usamos nossa ex-subsidiária integral, Petrobras International Finance Company S.A., ou PifCo, como um veículo de emissão de títulos que garantimos de forma integral e incondicional. Em 29 de dezembro de 2014, a PifCo foi incorporada pela PGF e a PGF assumiu as obrigações da PifCo nos termos de todos os títulos em aberto originalmente emitidos pela PifCo (juntamente com os títulos emitidos pela PGF, os "Títulos PGF"), que continuam a se beneficiar da nossa garantia completa e incondicional. A PGF não é obrigada a apresentar relatórios periódicos à Comissão de Valores Imobiliários dos EUA, ou SEC. Veja Nota 36 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Neste relatório anual, referências a "real", "reais" ou "R\$" são feitas a reais brasileiros e as referências a "dólares" ou "US\$" são feitas a dólares dos Estados Unidos. Alguns números incluídos neste relatório anual foram arredondados; portanto, os valores indicados como totais em alguns quadros podem não ser a soma aritmética exata dos números que os precedem.

Nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas em cada um dos três anos encerrados em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012 e as notas explicativas contidas neste relatório anual foram apresentadas em dólares norte-americanos e elaboradas de acordo com os padrões internacionais de contabilidade (International Financial Reporting Standards), ou IFRS, emitida pelo International Accounting Standards Board, ou IASB. Consulte o Item 5 "Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras" e a Nota 2 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas. A Petrobras utiliza IFRS em suas demonstrações contábeis societárias, preparadas de acordo com a Lei das Sociedades por Ações e regulamentos promulgados pela CVM.

Nossas demonstrações financeiras conforme as IFRS entregues à CVM são apresentadas em reais, enquanto a moeda de apresentação das demonstrações financeiras consolidadas auditadas incluídas neste documento é o dólar norte-americano. A moeda funcional da Petrobras e todas as suas subsidiárias brasileiras é o real. A moeda funcional da Petrobras Argentina é o peso argentino, e a moeda funcional da maioria de nossas outras entidades que operam a nível internacional é o dólar americano. Como descrito mais detalhadamente na Nota 2.2 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, os valores em dólares norte-americanos para os períodos apresentados foram convertidos com base nos valores em reais de acordo com os critérios definidos na IAS 21 - "Os efeitos das mudanças nas taxas de câmbio". Com base no IAS 21, nós convertemos todos os ativos e passivos em dólares norte-americanos pela taxa de câmbio vigente na data do balanço e todas as contas na demonstração do resultado e da demonstração dos fluxos de caixa às taxas médias vigentes durante o ano correspondente.

A menos que o contexto indique de outra forma:

- os dados contidos neste relatório anual sobre as despesas de capital, investimentos e outras despesas durante o ano correspondente que não foram derivados das demonstrações financeiras consolidadas auditadas foram convertidos de reais às taxas médias vigentes durante esse ano correspondente;
- os dados históricos contidos neste relatório anual sobre saldos de investimentos, compromissos ou outros custos relacionados que não foram derivados das demonstrações financeiras consolidadas auditadas foram convertidos de reais à taxa de câmbio do final do período; e

- despesas de capital futuras estimadas e investimentos são baseados nos valores orçados mais recentemente, que podem não ter sido ajustados para refletir todos os fatores que poderiam afetar estes valores.

No momento, nossa administração está trabalhando em nosso plano de negócios e gestão atualizado, que esperamos lançar em breve. Até que possamos liberar nosso plano de negócios e gestão atualizado, e para efeitos do presente relatório anual, todas as nossas projeções e valores foram projetados em bases constantes e foram convertidos em reais usando uma taxa de câmbio média de 2015 no valor de R\$ 3,10 para cada US\$ 1,00. Além disso, os cálculos futuros que envolvem um preço presumido de petróleo foram calculados usando um preço de petróleo Brent de US\$ 60 por barril para 2015, ajustado pelas nossas diferenças de qualidade e localização, salvo indicação em contrário.

APRESENTAÇÃO DE INFORMAÇÕES SOBRE RESERVAS

Nós aplicamos as regras da SEC para estimar e divulgar as quantidades de reserva de óleo e gás incluídas neste relatório anual. De acordo com essas regras, estimamos volumes de reserva utilizando os preços médios calculados com base na média aritmética não ponderada do preço do primeiro dia do mês para cada mês dentro do período de 12 meses antes do fim do período de divulgação, exceto para reservas em certos domínios nos quais os volumes foram estimados usando os preços do gás, conforme estabelecido em nossos acordos contratuais para a venda de gás. Os volumes de reservas não tradicionais, como óleo e gás sintéticos, também estão incluídos neste relatório anual, em conformidade com as regras da SEC. Além disso, as regras também utilizam uma definição de tecnologia confiável que permite que reservas sejam adicionadas com base em tecnologias testadas em campo.

A DeGolyer and MacNaughton (D&M) utilizou nossas estimativas de reserva para realizar uma auditoria nas reservas de 96,5% de nossas reservas provadas líquidas de petróleo, condensado e reservas de gás natural em 31 de dezembro de 2014 em certas propriedades que possuímos no Brasil. Além disso, a D&M usou suas próprias estimativas de nossas reservas para realizar uma avaliação de 100% das reservas provadas líquidas de petróleo, condensado, LGN e reservas de gás natural em 31 de dezembro de 2014, de propriedades que operamos na Argentina. Adicionalmente, a D&M usou nossas estimativas de reserva para realizar uma auditoria em 100% das reservas provadas líquidas de petróleo, condensado e reservas de gás natural em 31 de dezembro de 2014, em propriedades que operamos nos Estados Unidos. As estimativas de reservas foram elaboradas de acordo com as definições de reservas na Regra 4-10 (a) do Regulamento S-X. Todas as estimativas de reservas envolvem algum grau de incerteza. Para mais informações consulte o Item 3 "Informações Principais - Fatores de Risco - Riscos Relacionados às Nossas Operações" para obter uma descrição dos riscos relacionados às nossas reservas e nossas estimativas de reservas.

Em 16 de janeiro de 2015, apresentamos as estimativas de reservas provadas no Brasil à ANP, em conformidade com as regras e regulamentos brasileiros, totalizando volumes líquidos de 13,7 bnbl de petróleo e condensado e 15,0 tcf de gás natural. As estimativas de reservas apresentadas à ANP foram aproximadamente 27,3% maiores do que aquelas fornecidas em termos de óleo equivalente. Esta diferença é devido a: (i) a exigência da ANP em estimar reservas provadas através do abandono técnico-econômico de poços de produção, em oposição à limitação de estimativas de reservas à duração dos contratos de concessão, conforme exigido pela Norma 4-10 do Regulamento S-X; e (ii) diferentes critérios técnicos para a escrituração das reservas provadas, incluindo o uso de preços futuros do petróleo projetados pela Petrobras em oposição à exigência da SEC de que o preço médio de 12 meses seja usado para determinar a produtividade econômica das reservas.

Nós também apresentamos estimativas de reserva de nossas operações internacionais com várias agências governamentais sob as diretrizes da SPE. As estimativas agregadas de reservas de nossas operações internacionais, sob as diretrizes da SPE, foram de 0,3 bnbl de petróleo, condensado e LGN e 1,0 tcf de gás natural em 31 de dezembro de 2014, ou seja, cerca de 2,6% maior que as estimativas de reservas calculadas nos termos do Regulamento S-X, conforme previsto no presente documento. Esta diferença é devido a critérios técnicos distintos para escrituração das reservas provadas, incluindo o uso de preços futuros do petróleo projetados pela Petrobras,

em oposição à exigência SEC de que o preço médio de 12 meses seja usado para determinar a produtividade 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

Esta seção contém os dados financeiros selecionados consolidados apresentados em dólares americanos e preparados de acordo com as IFRS para cada um dos cinco anos encerrados em 31 de dezembro de 2014, 2013, 2012, 2011 e 2010, provenientes de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, que foram auditadas pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes-PwC para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012, e pela KPMG Auditores Independentes para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2011 e de 2010.

As informações a seguir estão qualificadas em sua totalidade por referência e devem ser lidas em conjunto com as nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e as notas explicativas e Item 5 "Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras".

DADOS DO BALANÇO

Resumo dos Dados Financeiros conforme Normas IFRS

	Em 31 de dezembro de				
	2014	2013	2012	2011	2010
	(U.S.\$ milhões)				
Ativos:					
Caixa e equivalentes de caixa	16.655	15.868	13.520	19.057	17.655
Títulos negociáveis	9.323	3.885	10.431	8.961	15.612
Contas a receber e outros recebíveis, líquido	7.969	9.670	11.099	11.756	10.845
Estoques	11.466	14.225	14.552	15.165	11.808
Ativos classificados como mantido para venda	5	2.407	143	-	-
Outros ativos circulantes	5.414	6.600	8.049	9.653	7.639
Recebíveis de longo prazo	18.863	18.782	18.856	18.962	22.637
Investimentos	5.753	6.666	6.106	6.530	6.957
Imobilizado	218.730	227.901	204.901	182.918	168.104
Ativo intangível	4.509	15.419	39.739	43.412	48.937
Total de ativos	298.687	321.423	327.396	316.414	310.194
Passivo e patrimônio líquido:					
Passivo circulante	31.118	35.226	34.070	36.364	33.577
Passivo não circulante (1)	30.373	30.839	42.976	34.744	30.251
Financiamento de dívida não circulante (2)	120.218	106.235	88.484	72.718	60.417
Total de passivo	181.709	172.300	165.530	143.826	124.245
Patrimônio líquido					
Capital social (líquido de custos de emissão de ações).....	107.101	107.092	107.083	107.076	107.062
Reservas e outras receitas abrangentes (déficit) (3)	9.171	41.435	53.631	64.240	77.048
Patrimônio líquido atribuível aos acionistas da Petrobras	116.272	148.527	160.714	171.316	184.110
Acionistas não controladores	706	596	1.152	1.272	1.839
Passivo total	116.978	149.123	161.866	172.588	185.949
Total de passivo e patrimônio líquido	298.687	321.423	327.396	316.414	310.194

(1) Exceto financiamento de dívida não circulante.

(2) Exceto parte atual do financiamento de dívida.

(3) Mudança em participação em subsidiárias, reserva de lucro e outras receitas abrangentes acumuladas (déficit).

DADOS DA DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

Resumo dos Dados Financeiros conforme Normas IFRS

	Para o Exercício Findo em 31 de dezembro de				
	2014 (1)	2013	2012	2011	2010
	(U.S.\$ milhões, exceto para ações e dados de ações)				
Receitas de vendas	143.657	141.462	144.103	145.915	120.452
Lucro (prejuízo) líquido antes do resultado financeiro, participações e impostos	(6.963)	16.214	16.900	27.285	26.372
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras	(7.367)	11.094	11,034	20,121	20.055
Média ponderada do número de ações em circulação:					
Ações ordinárias	7.442.454.142	7.442.454.142	7.442.454.142	7.442.454.142	5.683.061.430
Ações preferenciais.....	5.602.042.788	5.602.042.788	5.602.042.788	5.602.042.788	4.189.764.635
Lucro líquido (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações no lucro e imposto de renda por:					
Ações ordinárias e preferenciais	(0,53)	1,24	1,30	2,09	2,67
ADS representativo de Ações ordinárias e preferenciais	(1,06)	2,48	2,60	4,18	5,34
Ganhos básicos e diluídos (perda) por:					
Ações ordinárias e preferenciais	(0,56)	0,85	0,85	1,54	2,03
ADS representativo de Ações ordinárias e preferenciais	(1,12)	1,70	1,70	3,08	4,06
Dividendos por (2):					
Ações ordinárias	-	0,22	0,24	0,53	0,70
Ações preferenciais	-	0,41	0,48	0,53	0,70
ADS representativo de Ações Ordinárias	-	0,44	0,48	1,06	1,40
ADS representativo de Ações Preferenciais	-	0,82	0,96	1,06	1,40

- (1) Em 2014, nós demos baixa em US\$ 2.527 milhões de pagamentos indevidos incorretamente capitalizados e reconhecemos perdas por *impairment* no total de US\$ 16.823 milhões. Ver Notas 3 e 14 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, respectivamente, para mais informações.
- (2) Os juros sobre o capital próprio e/ou dividendos propostos para o ano. Os valores foram convertidos com base nos valores originais em reais pela taxa de câmbio da data do balanço.

FATORES DE RISCO

Riscos Relacionados às Nossas Operações

Manter os objetivos de crescimento da produção de petróleo, em longo prazo, depende de nossa capacidade de desenvolver com êxito as nossas reservas.

A capacidade de manter nossos objetivos de crescimento em longo prazo da produção de petróleo é altamente dependente de nossa capacidade de desenvolver com êxito nossas reservas atuais e, em longo prazo, de obter reservas adicionais. O desenvolvimento de reservatórios consideráveis em águas profundas e ultraprofundas, incluindo os do pré-sal, outorgados pelo governo federal brasileiro, exigiu e continuará a demandar investimentos significativos de capital. O principal desafio operacional, especialmente para os reservatórios do pré-sal, será (i) garantir os recursos críticos necessários para atender às metas de produção, (ii) alocar recursos para construir equipamentos e instalá-los em distâncias consideráveis da costa e (iii) garantir a prestação de serviços offshore e uma força de trabalho qualificada para desenvolvermos os reservatórios de tamanho e magnitude em tempo hábil. Não podemos assegurar que conseguiremos, no prazo programado, recursos suficientes para explorar os reservatórios em águas profundas e ultraprofundas já licenciados ou outorgados ou que poderão ser licenciados, com a promulgação do novo modelo regulatório do setor de petróleo e gás no Brasil.

As atividades de exploração nos expõem aos riscos inerentes à perfuração e, até mesmo, ao de não descobrirmos reservas comerciais de óleo e gás natural. Os custos de perfuração de poços frequentemente incertos e diversos fatores fora de nosso controle - condições inesperadas de perfuração, falhas ou incidentes com equipamentos e faltas ou atrasos na disponibilidade de sondas de perfuração e na entrega de equipamentos - podem restringir, atrasar ou cancelar as operações de perfuração. Além disso, o aumento da concorrência no setor de petróleo e gás no Brasil pode aumentar os custos de obtenção de área adicional nas rodadas de licitações para novas concessões. Assim, tais dificuldades podem nos impossibilitar de manter os objetivos de crescimento da produção de petróleo, em longo prazo, caso não conseguirmos superá-las, a menos que possamos conduzir com sucesso as atividades de exploração e desenvolvimento de nossos grandes reservatórios em tempo hábil.

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

Os preços internacionais do petróleo e derivados são voláteis e nos afetam significativamente. Podemos não ajustar nossos preços para produtos vendidos no Brasil quando as cotações internacionais de petróleo e derivados de petróleo aumentam ou quando o real se desvaloriza em relação ao dólar norte-americano, o que poderia ter um impacto negativo em nossos resultados operacionais e situação financeira.

A maior parcela de nossa receita provém basicamente das vendas no Brasil de petróleo e derivados de petróleo e, em menor escala, de gás natural. Alterações nos preços de petróleo normalmente resultam em alterações nos preços dos derivados de petróleo e gás natural. Historicamente, os preços internacionais de petróleo, derivados e gás natural flutuaram amplamente em consequência de fatores globais e regionais. A volatilidade e incerteza nos preços internacionais de petróleo, derivados de petróleo e gás natural podem continuar. Por exemplo, em 1º de setembro de 2014, o preço do barril de petróleo Brent era US\$ 101,37, enquanto cinco meses depois, em 30 de janeiro de 2015, o preço era US\$ 50,77.

Nossa política de preços no Brasil visa alinhar, em longo prazo, o preço de petróleo e derivados com as cotações internacionais. No entanto, não necessariamente ajustamos nossos preços do diesel, gasolina e outros produtos de modo a refletir a volatilidade dos preços do petróleo nos mercados internacionais ou de movimentos de curto prazo no valor do real. Com base nas decisões do governo federal brasileiro, na qualidade de nosso acionista controlador, temos e podemos continuar a ter períodos em que nossos preços de produtos não estarão em paridade com os preços internacionais (Para mais informações consulte "Riscos Relativos ao nosso

Relacionamento com o Governo Federal Brasileiro - O governo federal brasileiro, como nosso acionista controlador, pode buscar determinados objetivos macroeconômicos e sociais por meio de nossa companhia que podem nos causar um efeito adverso significativo”). Em consequência, quando atuamos como um importador líquido em volume de petróleo e derivados para atender à demanda brasileira, o aumento no preço do petróleo e derivados nos mercados internacionais pode ter impacto negativo em nossos custos de vendas e margens. Isso porque o custo de adquirir petróleo e derivados no mercado internacional pode exceder o preço que somos capazes de vender esses produtos no País. Um efeito semelhante ocorre quando o real se desvaloriza em relação ao dólar norte-americano, pois vendemos petróleo e derivados no Brasil em reais e os preços internacionais do petróleo e derivados de petróleo são fixados em dólares americanos. A desvalorização do real aumenta nosso custo de importação de petróleo e derivados sem que haja um aumento correspondente em nossas receitas, a não ser que sejamos capazes de aumentar o preço pelo qual vendemos produtos no mercado interno.

Do quarto trimestre de 2010 e até o terceiro trimestre de 2014, vendemos parte de nossos produtos derivados de petróleo (como por exemplo, óleo diesel e gasolina) a preços inferiores às cotações internacionais. Podemos não conseguir compensar totalmente as perdas que tivemos nas operações brasileiras de abastecimento durante esse período, se não formos capazes de nos beneficiar por um período prolongado do *spread* atual entre os baixos preços do petróleo no mercado internacional e os altos preços praticados no mercado brasileiro de derivados de petróleo.

Os declínios substanciais ou prolongados nos preços internacionais do petróleo podem ter um efeito adverso sobre nossos negócios, nos nossos resultados operacionais e situação financeira e também afetar o valor de nossas reservas provadas.

Temos passivos substanciais e estamos expostos a restrições de liquidez de curto prazo, o que poderia dificultar a obtenção de financiamento para os investimentos planejados e afetar adversamente nossa condição financeira e resultados operacionais.

A fim de financiar os investimentos necessários para cumprir os objetivos de crescimento em longo prazo na produção de petróleo, incorremos em substancial endividamento. Como nosso fluxo de caixa operacional nos últimos anos não foi suficiente para financiar nossos investimentos, serviços da dívida e pagamento de dividendos, nosso endividamento tem aumentado significativamente desde 2010. A dívida total, incluindo juros acumulados, aumentou 16%, elevando-se a US\$ 132.086 milhões em 31 de dezembro de 2014, em comparação com US\$ 114.236 milhões em 31 de dezembro de 2013. A dívida líquida de caixa, equivalentes de caixa e títulos negociáveis cresceram 12%, chegando a US\$ 106.108 milhões em 31 de dezembro de 2014, em comparação com o acumulado de US\$ 94.483 milhões em 31 de dezembro de 2013. Da dívida existente (principal), 27%, ou US\$ 34,8 bilhões, vencerão nos próximos três anos. A fim de desenvolver nossas reservas de petróleo e gás natural, manter a capacidade de abastecer o mercado interno brasileiro e amortizar os vencimentos da dívida programados teremos de incorrer em um significativo endividamento por meio de uma ampla gama de fontes de financiamento.

Para honrar o pagamento de nossa dívida após cumprir as metas de investimentos, nos baseamos e poderemos continuar a nos basear em uma combinação de fluxos de caixa operacionais, levantamentos em nossas linhas de crédito disponíveis, nosso saldo de caixa e de aplicações financeiras de curto prazo e levantamento da dívida adicional. Agências de classificação de risco de crédito manifestaram recentemente preocupações relativas (i) às pressões de liquidez e à nossa capacidade de cumprir as obrigações de pagamento do montante principal e de pagamento de juros com vencimento em curto e médio prazos, (ii) ao nosso fluxo de caixa livre negativo nos últimos anos, resultante principalmente dos dispêndios significativos de capital, (iii) à nossa capacidade de acessar qualquer fonte de financiamento a curto prazo; (iv) ao tamanho total da nossa dívida, (v) ao aumento do endividamento ao longo dos últimos anos e (vi) ao desvio do foco de nossa administração do negócio principal, a fim de administrar as questões relacionadas à operação Lava-Jato em curso. Em 24 de Fevereiro de 2015, perdemos nossa classificação de grau de investimento da Moody's em todas as nossas classificações de crédito.

Se, por qualquer razão, encontrarmos dificuldades contínuas para acessar o mercado de dívida, isso poderá dificultar nossa capacidade de atingir as metas de produção de longo prazo e prejudicar nossa capacidade

de cumprir, em tempo hábil, nossas obrigações de pagamento de principal e juros junto a nossos credores. Isso porque nosso fluxo de caixa operacional é atualmente insuficiente para financiar tanto os investimentos planejados como todas as nossas obrigações de serviço da dívida.

Além disso, qualquer nova redução de nossas classificações de risco de crédito pode ter consequências negativas sobre nossa capacidade de obter financiamento ou impactar nossos custos de financiamento, tornando mais difícil ou caro o refinanciamento das obrigações em vencimento. Um novo rebaixamento pode resultar em um mercado com menor liquidez para nossos títulos de dívida e de ações, porque certas instituições não seriam capazes de comprar nossos valores mobiliários, reduzindo assim a nossa base de investidores. Nossa incapacidade de obter financiamento em condições favoráveis pode ter um efeito adverso sobre nossos resultados operacionais e condição financeira.

Em consequência, podemos ser impossibilitados de fazer os investimentos nos montantes necessários para manter nossos objetivos de crescimento em longo prazo na produção de petróleo, o que pode afetar adversamente nossos resultados operacionais e condição financeira.

Se essas restrições ocorrerem em um momento em que nosso fluxo de caixa operacional for menor que os recursos necessários para financiar nossos investimentos ou para atender às nossas obrigações de pagamento de principal e de juros, a fim de fornecer liquidez adicional às nossas operações, poderemos ser forçados a uma maior redução em nossos investimentos planejados e a aumentar o número de ativos a serem vendidos, de acordo com nosso programa de desinvestimento. Uma redução no plano de investimentos ou a venda de ativos estratégicos poderiam afetar significativamente os resultados de nossas operações e situação financeira.

Apesar do fato de o governo federal brasileiro, como nosso acionista controlador, não ser responsável por quaisquer das nossas obrigações - incluindo aquelas derivadas de títulos que emitimos nos mercados internacionais de capitais - nossa classificação de risco de crédito é sensível a qualquer mudança na classificação de risco de crédito do governo federal. Qualquer redução das classificações de risco de crédito do governo federal brasileiro pode ter consequências adversas adicionais na nossa capacidade de obter financiamentos ou em nosso custo de financiamento e, conseqüentemente, sobre nossos resultados operacionais e condição financeira.

Somos vulneráveis ao aumento do serviço da dívida resultante da desvalorização do real em relação ao dólar norte-americano e aos aumentos nas taxas de juros de mercado.

Em 31 de dezembro de 2014, aproximadamente 82% do nosso endividamento eram denominados em outras moedas que não o real. Uma parcela substancial de nossa dívida é, e deverá continuar a ser, denominada ou indexada ao dólar norte-americano e a outras moedas estrangeiras. A depreciação do real em relação a essas outras moedas aumentará nossa dívida, à medida que a quantidade de reais necessários para pagar o principal e juros sobre a dívida em moeda estrangeira aumentará com essa depreciação. Considerando a taxa de câmbio média de cada ano, de 2003 a 2011, o real se valorizou frente ao dólar, em média, 7% ao ano, com exceção de 2009, quando se depreciou 9%. Em 2014, o real se desvalorizou 9,1% em relação ao dólar, em comparação com uma depreciação de 10,4% em 2013 e de 16,7% em 2012. Em 2015, o real continuou a se depreciar em relação ao dólar norte-americano e, até 30 de abril, se desvalorizou 12,7% em relação a 31 de dezembro de 2014.

Essa variação cambial terá um impacto imediato sobre nossa receita, com exceção de uma parcela de nossas obrigações, denominadas em dólares norte-americanos, sujeita à nossa política de contabilidade de *hedge*. Além disso, após uma desvalorização do real, algumas de nossas despesas operacionais e investimentos e custos de importação irão aumentar. Como a maioria de nossas receitas é denominada em reais, nossa geração de caixa em relação ao nosso serviço de dívida pode diminuir, impactando nosso saldo de caixa, a menos que aumentemos os preços de nossos produtos para refletir a depreciação do real.

Em 31 de dezembro de 2014, aproximadamente 50% da nossa dívida total consistiam em dívida com taxa de juros flutuante. Geralmente não celebramos contratos de derivativos ou instrumentos financeiros semelhantes nem, tampouco, fazemos outros acordos com terceiros para nos proteger contra o risco de um aumento nas taxas

de juros. Além disso, temos vencimentos de dívidas que somam US\$ 76,8 bilhões nos próximos cinco anos, mas uma parte pode ser refinanciada por meio de emissão de nova dívida. Na medida em que essas taxas flutuantes sobem, ou o custo da dívida aumenta quando refinanciamos obrigações a vencer, poderemos incorrer em despesas adicionais. O custo de qualquer novo endividamento também pode ser afetado negativamente pelo rebaixamento da nota de crédito da Petrobras pela Moody's, em fevereiro de 2015, para um nível abaixo da classificação de grau de investimento, além de possíveis novos rebaixamentos.

À medida que refinanciamos a atual dívida nos próximos anos, a composição do nosso endividamento poderá mudar, especificamente no que se refere à relação entre taxas de juros fixas e flutuantes, à proporção de dívida de curto e longo prazo e às moedas em que a dívida está denominada ou indexada. Essas mudanças vão afetar a composição da nossa dívida e podem aumentar pagamentos relacionados com o serviço da dívida, podendo ter efeito adverso sobre nossos resultados operacionais e condição financeira.

Contamos com fornecedores e prestadores de serviços chaves para o fornecimento de peças, componentes, serviços e recursos críticos necessários para a operação dos nossos negócios e conclusão dos principais projetos, que podem ser negativamente afetados por qualquer falha ou atraso por terceiros no desempenho de suas obrigações ou qualquer deterioração da condição financeira desses terceiros.

Nossa capacidade de manter os objetivos de crescimento para a produção de petróleo, em longo prazo, depende da entrega bem sucedida de grandes projetos de exploração e produção. Atrasos ou não entrega com sucesso desses projetos poderiam afetar adversamente os resultados operacionais e condição financeira.

Contamos com vários fornecedores e prestadores de serviços chave que nos abastecem com peças, componentes, serviços e recursos críticos necessários para operar e expandir os negócios. Se esses fornecedores principais e prestadores de serviços deixarem de entregar ou atrasarem as entregas de equipamento, de serviços ou de recursos críticos para os principais projetos, poderemos não atingir nossas metas operacionais no período previsto. Poderemos precisar adiar ou suspender um ou mais dos nossos grandes projetos, o que poderia ter um efeito adverso sobre nossos resultados operacionais e condição financeira.

Somos suscetíveis aos riscos de desempenho, qualidade dos produtos e condição financeira de nossos principais fornecedores, vendedores e prestadores de serviços. Por exemplo, a capacidade de fornecimento de peças, componentes, serviços e recursos críticos de forma adequada e em tempo hábil para realização de nossos principais projetos pode ser afetada se eles estiverem enfrentando restrições financeiras ou momentos de estresse financeiro em geral e recessão econômica. Em consequência da operação Lava-Jato, atualmente em curso, vários contratados e fornecedores brasileiros estão incapacitados de obter financiamento e enfrentam problemas com liquidez e falência que podem afetar a sua capacidade de continuar atuando como nossos principais fornecedores, vendedores e prestadores de serviços. Embora sempre trabalhemos junto a nossos principais fornecedores, vendedores e prestadores de serviços a fim de evitar problemas relacionados com o fornecimento de materiais e serviços, não há qualquer garantia de que não encontraremos rupturas no fornecimento de materiais e serviços no futuro ou que seremos capazes de substituir, em tempo hábil esses fornecedores ou prestadores de serviços incapacitados de atender às nossas necessidades. Tal ocorrência poderia afetar negativamente a execução em tempo hábil e bem sucedida dos nossos principais projetos e, conseqüentemente, nossos resultados operacionais e condição financeira. Atualmente, estamos enfrentando atrasos na entrega de alguns ativos principais para atender às metas de produção e alcançar os objetivos de crescimento da produção de petróleo em longo prazo. Em consequência, por exemplo, adiamos a entrega de quatro FPSOs programados para entrar em operação em 2016 (P-66, P-74, P-67 e P-65). Além disso, impusemos suspensão temporária de empresas pertencentes a 24 grupos empresariais para participarem, como fornecedores e contratados, em futuras licitações para novos contratos e serviços, enquanto analisamos, juntamente com autoridades brasileiras, o envolvimento e a participação dessas empresas na alegada conduta ilegal investigada pela operação Lava- Jato. Para mais informações consulte Nota 3 das demonstrações contábeis consolidadas. Uma parcela desses fornecedores e contratados historicamente atua como nossos principais fornecedores, vendedores e prestadores de serviços em nossos principais projetos. Não há garantia de que essas empresas terão permissão para participar de nossos principais projetos futuros ou que conseguiremos substituir esses fornecedores e prestadores de serviços chaves

por outros que sejam capazes de atender às nossas necessidades, o que poderia afetar o sucesso e a entrega em tempo hábil, dos nossos principais projetos futuros e, conseqüentemente, nossos resultados operacionais e condição financeira.

Estamos também sujeitos a exigências de conteúdo local brasileiro decorrentes de nossos contratos de concessão, o Contrato de Cessão Onerosa e o Contrato de Partilha de Produção do Campo de Libra. Essas exigências, juntamente com a suspensão temporária de muitos de nossos fornecedores locais, podem causar atrasos em alguns dos nossos principais projetos se não formos capazes de substituir, em tempo hábil, os fornecedores brasileiros ou prestadores de serviços que não conseguem cumprir suas obrigações nos termos de nossos contratos. A menos que a ANP nos exima de cumprir os requisitos de conteúdo local, fato sobre o qual não há nenhuma garantia, poderemos enfrentar atrasos ou multas na execução de nossos principais projetos de exploração e produção atuais.

Estamos expostos a riscos de crédito de alguns de nossos clientes e riscos de inadimplemento associados. Qualquer falta de pagamento relevante ou descumprimento por alguns de nossos clientes poderiam afetar adversamente nosso fluxo de caixa, resultados operacionais e condição financeira.

Alguns de nossos clientes podem passar por restrições financeiras ou problemas de liquidez que poderiam ter um considerável efeito negativo na respectiva capacidade de solvência. Problemas financeiros graves de nossos clientes podem limitar nossa capacidade de receber valores devidos ou de impor o cumprimento das obrigações devidas nos termos das disposições contratuais. Por exemplo, em 31 de dezembro de 2014, algumas subsidiárias da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) nos deviam US\$ 3 bilhões nos termos de contratos de fornecimento de energia. Em 2014, reconhecemos uma provisão para perdas com créditos de liquidação duvidosa referente a recebíveis do setor elétrico, sistema isolado na região Norte do Brasil (no valor de US\$ 1,9 bilhão), principalmente para cobrir alguns recebíveis devidos por subsidiárias da Eletrobras. Para mais informações consulte Nota 8.4 de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas.

Além disso, muitos de nossos clientes financiam suas atividades por meio de seu fluxo de caixa operacional, de contratação de dívidas de curto e longo prazo ou de emissão de títulos. Resultados financeiros e condições econômicas em declínio no Brasil e a resultante diminuição dos fluxos de caixa, combinados com a falta de financiamento via dívida ou *equity* de nossos clientes, podem nos afetar. Muitos dos nossos clientes são brasileiros e podem ter tido redução significativa de liquidez e capacidade limitada de fazer pagamentos ou cumprir suas obrigações. Como não obtivemos quaisquer outras garantias para minimizar o risco de crédito de nossos clientes, os seus problemas financeiros podem resultar em uma diminuição em nossos fluxos de caixa operacionais e, também, reduzir ou limitar a demanda futura dos nossos clientes por nossos produtos e serviços, com um efeito adverso sobre nossos resultados operacionais e condição financeira.

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

Exploração e produção de petróleo envolvem riscos que aumentam quando realizadas em águas profundas e ultraprofundas. A maioria de nossas atividades de exploração e produção é realizada em águas profundas e ultraprofundas, e a proporção das nossas atividades em águas profundas permanecerá constante ou aumentará devido à localização dos nossos reservatórios do pré-sal. Nossas atividades, particularmente em águas profundas e ultraprofundas, apresentam riscos, como vazamento de petróleo, explosões em plataformas e em operações de perfuração e desastres naturais. A ocorrência de qualquer um desses eventos ou outros incidentes poderia resultar em danos pessoais, perda de vidas, danos ambientais graves com despesas decorrentes de contenção, limpeza e reparação, danos ao equipamento e de responsabilidade em processos cíveis e administrativos.

Nossas apólices de seguro não cobrem todas as responsabilidades e pode não existir seguro contratado para todos os riscos. Não podemos garantir que incidentes não ocorrerão no futuro, que o seguro cobrirá

adequadamente todo o âmbito ou extensão das perdas ou que não seremos responsabilizados com relação a reclamações decorrentes desses e de outros eventos.

Nossas estimativas de reservas de petróleo e gás natural envolvem algum grau de incerteza, o que poderia afetar adversamente nossa capacidade de gerar receita.

As reservas provadas de petróleo e gás natural estabelecidas neste relatório anual são as quantidades estimadas de petróleo, gás natural e LGN que dados geológicos e de engenharia demonstram, com razoável certeza, serem recuperáveis de reservatórios conhecidos sob condições econômicas e operacionais - preços e custos na data em que a estimativa é feita - de acordo com a regulamentação aplicável. Nossas reservas provadas e desenvolvidas de petróleo e gás natural são reservas que podem ser recuperadas através de poços existentes com equipamentos e métodos operacionais. Há incertezas na estimativa de quantidades de reservas provadas em relação aos preços vigentes de petróleo e gás natural aplicáveis à nossa produção, o que pode nos levar a rever nossas estimativas de reservas. As revisões para baixo em nossas estimativas de reserva podem acarretar a menor produção futura, o que poderia causar um efeito adverso sobre nossos resultados operacionais e condição financeira.

Não somos proprietários de quaisquer das acumulações de petróleo e gás natural no subsolo do Brasil.

Segundo a legislação brasileira, o governo federal brasileiro é proprietário de todas as acumulações de petróleo e gás natural do subsolo no Brasil. A concessionária detém apenas o petróleo e gás que produz a partir dessas acumulações do subsolo, nos termos dos acordos aplicáveis firmados com o governo federal brasileiro. Como concessionária de campos de petróleo e gás natural no Brasil, temos o direito exclusivo, concedido pelo governo federal brasileiro, de desenvolver os volumes de petróleo e gás natural incluídos em nossas reservas de acordo com os contratos de concessão, o Contrato de Partilha de Produção do Campo de Libra e o Contrato de Cessão Onerosa. Com exceção do Óleo Lucro devido ao governo federal brasileiro no âmbito do Contrato de Partilha de Produção do Campo de Libra, detemos os hidrocarbonetos que produzimos sob esses instrumentos contratuais. O acesso a reservas de petróleo e gás natural é essencial para a geração sustentada de receita e de produção para uma empresa de petróleo e gás. Nossa capacidade de gerar receita seria afetada adversamente se o governo federal brasileiro nos restringisse ou impedisse de explorar essas reservas de petróleo e gás natural. Além disso, podemos estar sujeitos a multas por parte da ANP e à revogação de nossas concessões, do Contrato de Partilha de Produção do Campo de Libra e do Contrato de Cessão Onerosa se não cumprirmos as nossas obrigações nos termos desses instrumentos contratuais.

O Contrato de Cessão Onerosa que firmamos com o governo federal brasileiro é uma transação com parte relacionada sujeita a reajuste futuro de preço.

A transferência para a nossa companhia dos direitos de exploração e produção de petróleo e gás relacionados com áreas específicas do pré-sal, sujeitos a uma produção máxima de cinco bilhões de boe, é regida pela Lei nº 12.276 / 2010 e pelo Contrato de Cessão Onerosa entre o governo federal brasileiro, nosso acionista controlador, e a Petrobras. A negociação do Contrato de Cessão Onerosa envolveu questões importantes, incluindo (1) a área coberta pela Cessão Onerosa, que consiste em blocos exploratórios; (2) o volume, em base de um barril de petróleo equivalente que podemos extrair dessa área; (3) o preço a ser pago pela Cessão Onerosa; (4) os termos de qualquer revisão posterior do preço do contrato e do volume; e (5) os termos da realocação de volumes entre os blocos exploratórios atribuídos a nossa companhia.

O Contrato de Cessão Onerosa inclui disposições que preveem revisão posterior dos termos do contrato, incluindo o preço que pagamos pelos direitos adquiridos. A negociação futura com o governo federal brasileiro será conduzida de acordo com os termos do Contrato de Cessão Onerosa com base em uma série de fatores, incluindo premissas relativas à curva de produção de petróleo e gás, aos custos operacionais e de investimentos e ao valor do petróleo a preços internacionais vigentes no momento da declaração de comercialidade da área relevante do pré-sal. Na época em que o Contrato de Cessão Onerosa foi negociado, o preço do contrato inicial que pagamos baseou-se no preço bruto do petróleo Brent assumido de US\$ 80 por barril aproximadamente.

Concluído o processo de revisão em conformidade com os termos do Contrato de Cessão Onerosa, se o preço revisado do contrato superar o valor fixado inicialmente, faremos um pagamento adicional ao governo federal brasileiro ou reduziremos a quantidade de barris de petróleo equivalente sujeita ao Contrato de Cessão Onerosa.

Iniciadas em dezembro de 2013, as negociações com o governo federal brasileiro sobre o processo de revisão do Contrato de Cessão Onerosa continuam. Para mais informações consulte o Item 4 “Informações sobre a companhia - Exploração e Produção - Bacia de Santos - Contrato de Cessão Onerosa” e o Item 10 “Informações adicionais - Contratos Relevantes - Contrato de Cessão Onerosa”. Durante a vigência do Contrato de Cessão Onerosa, novos problemas podem surgir na implementação do processo de revisão e outras disposições que podem exigir mais negociações.

Em junho de 2014, a Resolução CNPE nº 01/2014 autorizou o governo federal brasileiro a envolver diretamente a Petrobras, nos termos de Contrato de Partilha de Produção, para produzir petróleo, gás natural e hidrocarbonetos fluidos em áreas do Contrato de Cessão Onerosa com relação ao volume excedente aos cinco bilhões de boe de produção máxima originalmente acordada nos termos do Contrato da Cessão Onerosa. No entanto, não iniciamos negociações sobre os termos desses contratos de partilha de produção e não temos uma estimativa de quando esses acordos poderão ser executados, nem podemos assegurar que seus termos nos seriam favoráveis.

Estamos sujeitos a diversos regulamentos ambientais, de saúde e de segurança e a padrões da indústria cada vez mais rigorosos, o que pode resultar em aumento de despesas de capital e operacional e redução da produção.

Nossas atividades estão sujeitas à evolução dos padrões e às melhores práticas da indústria e à ampla variedade de leis federais, estaduais e locais, regulamentações e exigências de licenciamento relacionada com a proteção da segurança, do meio ambiente e da saúde, tanto no Brasil quanto em outras jurisdições onde operamos. Particularmente no Brasil, nosso negócio de petróleo e gás está sujeito à extensa regulamentação por várias agências governamentais, incluindo a ANP, Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Agência Nacional de Transportes Aquaviários (Antaq) e Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT). A não observância ou cumprimento dessas leis e regulamentos pode resultar em penalidades que poderiam afetar adversamente nossas operações. No Brasil, podemos ser expostos a sanções administrativas e criminais, incluindo advertências, multas e ordens de fechamento no caso de não cumprimento dos regulamentos de segurança e ambiente que, entre outros fatores, limitam ou proíbem emissões ou vazamentos de substâncias tóxicas produzidas com relação a nossas operações. Os regulamentos que tratam de eliminação de resíduos e emissões também podem exigir limpezas ou melhoramentos de instalações a custos significativos que podem resultar em passivos substanciais. O Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama), os diversos órgãos ambientais estaduais brasileiros e a ANP, entre outros, inspecionam nossas instalações rotineiramente e podem aplicar multas, restrições nas operações ou outras sanções, incluindo paradas temporárias e atrasos, resultando em redução da produção. Além disso, estamos sujeitos a leis ambientais que nos obrigam a incorrer em custos significativos para cobrir os danos que um projeto possa causar ao meio ambiente. Esses custos adicionais podem ter um impacto negativo na rentabilidade dos projetos que pretendemos desenvolver ou podem inviabilizar economicamente esses projetos.

À medida que normas de segurança, meio ambiente e saúde se tornam mais rigorosas com a evolução das normas da indústria, e à medida que novas leis e regulamentos relativos às mudanças climáticas, incluindo os controles de carbono, tornam-se aplicáveis, é possível que nossos investimentos para o cumprimento dessas leis e regulamentos e dos padrões da indústria aumentem substancialmente no futuro. Além disso, paradas não planejadas significativas para o cumprimento de tais leis, regulamentos e padrões da indústria poderiam gerar um efeito material adverso sobre a nossa produção. Também não podemos garantir que conseguiremos manter ou renovar nossas licenças e autorizações caso sejam revogadas ou se as autoridades ambientais negarem ou atrasarem a emissão ou renovação. O aumento de despesas para cumprir com regulamentos de segurança, meio ambiente e saúde para mitigar o impacto ambiental de nossas operações ou para recuperar as características biológicas e geológicas das áreas em que atuamos pode levar a reduções em outros investimentos estratégicos.

Qualquer aumento substancial das despesas para o cumprimento dos regulamentos de segurança, meio ambiente e saúde ou a redução em investimentos estratégicos e reduções significativas na nossa produção por paradas não planejadas podem ter um efeito material adverso sobre nossos resultados operacionais e condição financeira.

Podemos sofrer perdas e dedicar tempo e recursos financeiros na defesa de litígios e arbitragens pendentes.

Atualmente, somos parte em diversos processos judiciais de naturezas cível, administrativa, tributária, trabalhista, ambiental e a reivindicações corporativas. Essas reivindicações envolvem quantias substanciais e outras reparações. Vários litígios individuais referem-se à parte significativa do valor total das reivindicações. Para mais informações consulte o Item 8 "Informações Financeiras- Processos Judiciais" e a Nota 30 de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas incluídas neste relatório anual para uma descrição dos procedimentos legais a que estamos sujeitos. Caso processos que envolvem valores materiais e para os quais não temos provisões constituídas sejam decididos contra a nossa companhia ou caso as perdas estimadas venham a ser significativamente maiores do que as provisões constituídas, o custo agregado das decisões desfavoráveis poderá ter um efeito material adverso nos nossos resultados das operações e situação financeira. Também podemos estar sujeitos a processos judiciais e procedimentos administrativos relacionados com nossas concessões e a outras autorizações governamentais que poderiam resultar na revogação de tais concessões e autorizações governamentais. Além disso, nossa administração pode ser obrigada a dedicar tempo e atenção para nos defendermos dessas reivindicações, o que poderia prejudicar o foco em nosso negócio principal. Dependendo do resultado, os litígios podem acarretar restrições de nossas operações e ter um efeito material adverso sobre alguns de nossos negócios.

Somos réus em uma suposta ação de classe (*class action*) e em três ações individuais ajuizadas por investidores institucionais, todos no Tribunal Distrital dos Estados Unidos no Distrito Sul de Nova York (SDNY). Como as ações estão em seus estágios iniciais, não podemos estimar a possível perda ou intervalo de perdas decorrentes desses litígios. Consequentemente, não fizemos qualquer provisão com relação a esses litígios. Caso haja uma decisão contra a nossa companhia se entrarmos em um acordo para resolver essas questões, poderemos ser obrigados a pagar quantias substanciais. Para mais informações consulte o Item 8. "Informações Financeiras- Processos Judiciais" para uma descrição sobre ação de classe nos EUA.

Não estamos segurados contra interrupção de negócios em nossas operações no Brasil, e a maioria de nossos ativos não está segurada contra guerra ou sabotagem.

Não mantemos cobertura de seguro para interrupção de negócios de qualquer natureza de nossas operações no Brasil, inclusive interrupções de atividades causadas por ações trabalhistas. Se, por exemplo, nossos empregados ou os empregados de nossos principais fornecedores e prestadores de serviços entrarem em greve, as paralisações daí resultantes poderão ter um efeito adverso sobre nossos resultados. Além disso, não seguramos a maioria de nossos ativos contra guerra ou sabotagem. Portanto, um ataque ou um incidente operacional que cause a interrupção de nossos negócios podem ter efeito material adverso sobre nossos resultados operacionais e condição financeira.

Desenvolvimentos da indústria de petróleo e gás e outros fatores resultaram, e podem resultar, em substanciais reduções do valor contábil de alguns de nossos ativos, o que pode afetar adversamente nossos resultados operacionais e condição financeira.

O valor contábil dos nossos ativos é avaliado anualmente ou com maior frequência quando as circunstâncias assim exigem para testar possíveis *impairment*. Nossos testes de recuperabilidade (*impairment*) são realizados por meio de uma comparação do valor contábil de um ativo individual ou de uma unidade geradora de caixa com seu valor recuperável. Sempre que o valor recuperável de um ativo individual ou unidade geradora de caixa for menor que o seu valor contábil, uma perda por *impairment* é reconhecida para reduzir o valor contábil do ativo individual ou unidade geradora de caixa ao seu valor recuperável.

Alterações no ambiente econômico, regulatório, empresarial ou político no Brasil ou em outros mercados em que atuamos, como o recente declínio significativo nos preços internacionais de petróleo e gás natural, desvalorização do real e menor crescimento econômico projetado para o Brasil, entre outros fatores, podem resultar no reconhecimento de perdas por *impairment* em alguns de nossos ativos. Por exemplo, em 2014, reconhecemos perdas por *impairment* no montante de US\$ 16.823 milhões em alguns de nossos ativos imobilizados, ativos intangíveis e ativos classificados como mantidos para venda. Para mais informações consulte o Item 5 "Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras - Resultados das Operações - 2014 em comparação a 2013", o Item 5 "Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras - Estimativas e Políticas Contábeis Críticas" e as Notas 5.2 e 14 de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas.

Os desenvolvimentos futuros no ambiente econômico, na indústria de petróleo e gás e outros fatores podem resultar em novas perdas por *impairment* significativas, afetando adversamente nossos resultados operacionais e condição financeira.

Conformidade e Controle de Riscos

Estamos expostos a comportamentos incompatíveis com nossa ética e padrões de conformidade. A falha em detectar, em tempo hábil, ou corrigir tal comportamento pode ter um efeito material adverso sobre nossos resultados operacionais e situação financeira.

Nosso negócio, incluindo as relações com terceiros, é guiado por princípios éticos. Adotamos um Código de Ética e políticas internas destinados a orientar nossos administradores, empregados e prestadores de serviços e para reforçar os nossos princípios e regras de comportamento ético e conduta profissional. Disponibilizamos uma linha confidencial, gerida pela Ouvidoria Geral, para nossos funcionários, fornecedores e terceiros. Para mais informações consulte o Item 6 "Conselheiros, Alta Administração e Empregados - Ouvidoria Geral".

Estamos sujeitos ao risco de que nossos funcionários, contratados ou qualquer pessoa com quem fazemos negócios se envolvam em atividade fraudulenta, corrupção ou suborno, contornem ou anulem nossos controles e procedimentos internos ou roubem ou manipulem nossos ativos em seu benefício pessoal ou comercial em nosso detrimento. Esse risco é aumentado pelo fato de que temos um grande número de contratos complexos e de alto valor com fornecedores locais e estrangeiros, além da distribuição geográfica de nossas operações e da grande variedade de contrapartes envolvidas em nosso negócio. Adotamos uma série de sistemas para identificar, controlar e mitigar esses riscos, mas nossos sistemas podem não ser eficazes.

É difícil garantir que todos os nossos funcionários e contratados, totalizando mais de 371 mil pessoas, cumprirão nossos princípios éticos. Qualquer falha, real ou percebida, em seguir esses princípios ou em cumprir a governança aplicável ou obrigações regulatórias podem prejudicar nossa reputação, limitar nossa capacidade de obter financiamento e ter um efeito material adverso sobre os resultados operacionais e a condição financeira.

Identificamos fraquezas materiais em nossos controles internos sobre relatórios financeiros e concluímos, em 31 de dezembro de 2014, que nossos controles internos sobre os relatórios financeiros não foram eficazes, o que pode resultar em um efeito material adverso sobre os resultados operacionais e condição financeira.

Identificamos fraquezas materiais em nossos controles internos sobre relatórios financeiros em 2014. Por exemplo, anulação de controles pela administração envolvendo alguns ex-funcionários da Petrobras nos grandes projetos de investimento nos segmentos de Exploração e Produção, Refino, e Gás e Energia que não foram identificadas por nossos controles internos com respeito ao processo de contratação de serviços nesses segmentos.

Além disso, identificamos fraquezas materiais referentes a (i) controles internos relacionados a ativos imobilizados (especificamente no que diz respeito à avaliação da condição financeira dos nossos contratados e fornecedores, custos com rescisão contratual e baixas contábeis de pagamentos antecipados), (ii) à revisão e aprovação de lançamentos manuais, e (iii) ao gerenciamento de acesso às transações críticas em nossos sistemas e

segregação de funções. Em consequência, concluímos, em 31 de dezembro de 2014, que nosso controle interno sobre os relatórios financeiros não foi efetivo. Embora tenhamos desenvolvido e implementado medidas para corrigir essas fraquezas materiais, não podemos ter certeza de que não haverá outras fraquezas materiais em nossos controles internos com respeito aos relatórios financeiros. Para mais informações consulte Item 15. "Controles e Procedimentos - Relatório da Administração com respeito ao Controle Interno sobre os Relatórios Financeiros".

Se nossos esforços para remediar as fraquezas materiais não forem bem sucedidos, podemos ser impossibilitados de reportar os resultados de nossas operações para os períodos futuros de maneira precisa, em tempo hábil, e de apresentar os formulários e documentos necessários às autoridades governamentais, incluindo a SEC. Há também o risco de que poderia haver erros de contabilidade em nossos relatórios financeiros e não podemos ter a certeza de que, no futuro, fraquezas materiais adicionais não existirão ou não serão descobertas. Qualquer uma dessas ocorrências pode afetar adversamente nossos negócios e resultados operacionais e pode gerar reações negativas do mercado, levando potencialmente a um declínio no preço de nossas ações, ADSs e títulos de dívida.

As investigações em curso da SEC e do Departamento de Justiça dos EUA sobre a possibilidade de não conformidade com a Lei Sobre a Prática de Corrupção no Exterior (Foreign Corrupt Practices Act) dos EUA poderiam nos afetar adversamente. As violações dessa lei ou de outras leis podem nos obrigar a pagar multas e expor a Petrobras e nossos empregados a sanções penais e ações cíveis.

Em novembro de 2014, recebemos uma intimação da SEC nos solicitando alguns documentos e informações em relação, entre outros itens, à operação Lava-Jato e quaisquer acusações relativas à violação da Lei Sobre a Prática de Corrupção no Exterior. O Departamento de Justiça dos EUA está realizando uma investigação semelhante e estamos cooperando com as investigações. A investigação interna e as governamentais conexas com essas questões continuam em curso e ainda não é possível estimar a duração, o escopo ou os resultados da investigação interna ou investigações conexas promovidas pelas autoridades competentes. Estamos cooperando com as duas investigações, mas desenvolvimentos adversos em relação a essas investigações, incluindo qualquer expansão do âmbito das investigações, podem nos impactar negativamente e desviar os esforços e atenção de nossa administração das nossas atividades. Em relação a qualquer investigação da SEC ou do Departamento de Justiça dos EUA, não podemos garantir que não seremos obrigados a pagar multas, a fornecer outro alívio financeiro, ou consentir a determinações judiciais ou ordens sobre comportamentos futuros ou sofrer outras penalidades. Qualquer dessas sanções pode ter um efeito material adverso sobre a companhia. Para mais informações consulte o "Item 8 Informações Financeiras- Processos Judiciais".

Nossa metodologia para estimar os gastos adicionais capitalizados indevidamente, descobertos no âmbito da operação Lava-Jato, envolve algum grau de incerteza. Se, no futuro, alguma informação relevante adicional vier à tona indicando que, anteriormente, nossos ativos foram subestimados ou superestimados, isso poderia exigir uma reapresentação de nossas demonstrações contábeis, podendo ter um efeito material adverso em nossos resultados operacionais e condições financeiras e podendo afetar o valor de mercado de nossos valores mobiliários.

Em consequência das descobertas da operação Lava-Jato, reconhecemos, no terceiro trimestre encerrado em 30 de setembro de 2014, uma baixa contábil no montante de US\$ 2.527 milhões de gastos capitalizados referentes a valores que pagamos a mais na aquisição de ativos imobilizados em anos anteriores.

De acordo com depoimentos prestados no âmbito das investigações conduzidas pelas autoridades brasileiras, que se tornaram públicos a partir de outubro de 2014, altos executivos da Petrobras entraram em conluio com prestadores de serviço, fornecedores e outros envolvidos no estabelecimento de um cartel que, entre 2004 e abril de 2012, sistematicamente impôs gastos adicionais nas compras de ativos que imobilizamos. Além desse esquema de pagamentos indevidos, as investigações evidenciaram casos específicos em que outras empreiteiras e fornecedores também, supostamente, nos impuseram gastos adicionais e utilizaram esses recursos, obtidos por meio de seus contratos conosco, para financiar pagamentos indevidos, não relacionados com o

esquema de pagamentos, a determinados empregados da Petrobras, incluindo o ex-diretor da área Internacional. Para mais informações consulte a “Nota Explicativa” e a 3 de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas sobre a operação Lava-Jato, os gastos adicionais cobrados por determinadas empreiteiras e fornecedores da Petrobras e nossa metodologia para estimar em quanto nossos ativos estavam superavaliados.

Concluimos que uma parcela dos gastos incorridos para construir ativos imobilizados, atribuíveis a fornecedores e empreiteiras membros do cartel, que nos impuseram gastos adicionais com pagamentos indevidos, não deveriam ter sido incluídos no custo histórico de nosso ativo imobilizado. Como é impraticável identificar os períodos e montantes específicos em que os gastos adicionais foram incorridos, consideramos todas as informações disponíveis para determinar o impacto desses gastos. Em consequência, para ajustar nossos ativos imobilizados, desenvolvemos uma metodologia para estimar o valor total dos gastos adicionais incorridos em decorrência do referido esquema de pagamentos indevidos e, assim, determinar o valor das baixas contábeis a serem realizadas, equivalente à parcela superavaliada de nossos ativos, como resultado de gastos adicionais incorridos para financiar pagamentos indevidos.

A operação Lava-Jato ainda está em curso e poderá demorar um período significativo antes que o Ministério Público Federal conclua sua investigação. Como resultado dessa investigação, novas informações relevantes podem vir à tona no futuro e poderão indicar que a nossa estimativa dos gastos adicionais, anteriormente, tenha sido materialmente baixa ou alta. Caso essas informações sejam confirmadas, podemos ser obrigados a corrigir nossas demonstrações contábeis para ajustar as baixas contábeis reconhecidas em nossas demonstrações contábeis consolidadas intermediárias para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2014.

Acreditamos ter adotado a metodologia e as premissas mais adequadas para determinar os montantes de gastos adicionais indevidamente capitalizados, nos baseando nas informações disponíveis, mas a nossa metodologia de estimativa envolve algum grau de incerteza. Não podemos garantir que as baixas contábeis, referentes à superavaliação de nossos ativos, determinadas por meio da metodologia da estimativa adotada e reconhecidas em nossas demonstrações contábeis consolidadas intermediárias para o período de nove meses, findo em 30 de setembro de 2014, não são subestimadas ou superestimadas. Caso sejamos obrigados a dar baixa contábil adicional em custos históricos do nosso ativo imobilizado ou a reverter as baixas contábeis previamente reconhecidas em nossas demonstrações contábeis, isso poderá impactar o valor total de nossos ativos e poderemos estar sujeitos à publicidade negativa, ao rebaixamentos de classificações de risco de crédito ou a outros eventos relevantes negativos, que podem ter um efeito material adverso sobre nossos resultados operacionais e condição financeira e afetar o valor de mercado de nossos valores mobiliários.

Riscos Relativos ao nosso Relacionamento com o Governo Federal Brasileiro

O governo federal brasileiro, como nosso acionista controlador, pode buscar determinados objetivos macroeconômicos e sociais por meio de nossa companhia que podem nos causar um efeito adverso significativo.

Como nosso acionista controlador, o governo federal brasileiro tem buscado, e pode buscar no futuro, alguns de seus objetivos macroeconômicos e sociais por meio de nossa companhia, conforme permitido por lei. A legislação brasileira exige que o governo federal brasileiro detenha a maioria de nossas ações com direito a voto. E, enquanto essa lei vigorar, terá o poder de eleger a maioria dos membros do nosso conselho de administração e, por meio deles, a maioria dos diretores executivos responsáveis pela administração do dia-a-dia. Em consequência, podemos nos dedicar a atividades que dão preferência aos objetivos do governo federal brasileiro em vez de nossos próprios objetivos econômicos e comerciais.

Assim, podemos fazer investimentos, incorrer em custos e realizar vendas com terceiros ou em condições que possam ter um efeito adverso sobre nossos resultados operacionais e condição financeira. Em particular, continuamos a auxiliar o governo federal brasileiro no sentido de garantir que a oferta e os preços de petróleo e derivados de petróleo no Brasil atendam aos requisitos de consumo do mercado interno. Até janeiro de 2002, os

preços do petróleo e dos derivados de petróleo eram regulados pelo governo federal brasileiro, ocasionalmente fixado abaixo das cotações vigentes nos mercados mundiais de petróleo. Não podemos assegurar que controles de preços não serão reintegrados no Brasil.

O nosso orçamento de investimento está sujeito à aprovação pelo governo federal brasileiro. A não aprovação de nossos investimentos previstos pode afetar adversamente nossos resultados operacionais e condição financeira.

O governo brasileiro mantém o controle sobre nosso orçamento de investimentos e estabelece limites para nossos investimentos e nossa dívida a longo prazo. Como uma empresa estatal, temos que apresentar nossa proposta orçamentária anual ao Ministério de Planejamento, Orçamento e Gestão, ao Ministério de Minas e Energia e ao Congresso brasileiro para aprovação. O orçamento aprovado pode reduzir os investimentos propostos e a contratação de novas dívidas, e podemos até mesmo não conseguir obter financiamentos que não exigem a aprovação do governo federal. Consequentemente, é possível que não consigamos fazer todos os investimentos previstos, inclusive aqueles que pretendemos realizar para ampliar e desenvolver nossos campos de petróleo 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 e a percepção dos investidores sobre essas condições impactam diretamente nosso negócio e podem ter um efeito material adverso sobre a companhia.

As políticas econômicas do governo federal brasileiro podem ter efeitos importantes sobre empresas brasileiras, inclusive a nossa, e nas condições de mercado e preços dos valores mobiliários brasileiros. Nossa condição financeira e resultados operacionais podem ser afetados negativamente pelos seguintes fatores e pela resposta do governo brasileiro a esses fatores:

- movimentos da taxa de câmbio e volatilidade;
- inflação;
- financiamento do déficit em conta corrente do governo;
- instabilidade de preços;
- taxas de juros;
- liquidez dos mercados de capitais e de dívida;
- política fiscal;
- política regulatória para a indústria de petróleo e gás, incluindo a política de preços;
- alegações de corrupção contra partidos políticos, autoridades eleitas ou outros agentes públicos, incluindo alegações feitas em relação à operação Lava- Jato; e
- outros acontecimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos que possam afetar o Brasil.

A incerteza sobre se o governo brasileiro implementará mudanças em políticas ou regulamentações que possam afetar qualquer um dos fatores mencionados acima, ou outros fatores no futuro, pode levar à incerteza econômica no Brasil e, assim, aumentar a volatilidade do mercado de valores mobiliários brasileiros e valores

mobiliários emitidos no exterior por empresas brasileiras, o que pode ter um efeito material adverso sobre nossos resultados operacionais e situação financeira.

Historicamente, o cenário político do País tem influenciado o desempenho da economia brasileira. As crises políticas afetaram a confiança dos investidores e do público em geral, o que resultou na desaceleração da economia e no aumento da volatilidade dos valores mobiliários emitidos no exterior por empresas brasileiras. Atualmente, os mercados brasileiros apresentam maior volatilidade devido às incertezas decorrentes das investigações da operação Lava-Jato em curso e seus impactos sobre a economia brasileira e ambiente político. Embora as autoridades brasileiras tenham citado publicamente nossa empresa como uma vítima da alegada conduta ilegal identificada durante a operação Lava-Jato, nesta fase do inquérito quaisquer desenvolvimentos na operação Lava-Jato (previsíveis e imprevisíveis) poderiam ter um efeito material adverso sobre a economia brasileira e em nossos resultados operacionais e situação financeira.

Além disso, desde 2011 o Brasil vem enfrentando uma desaceleração econômica. As taxas de crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) foram de 0,1% em 2014, 2,7% em 2013, 1,8% em 2012 e 3,9% em 2011, em comparação com um crescimento do PIB de 7,5% em 2010. Os resultados das nossas operações e situação financeira foram e continuarão a ser afetados pela taxa de crescimento do PIB brasileiro, porque parte substancial de nossos produtos derivados de petróleo é vendida no mercado interno. Não podemos garantir que o PIB irá aumentar ou permanecer estável no futuro. Desenvolvimentos futuros na economia brasileira podem afetar as taxas de crescimento do País e, conseqüentemente, o consumo de nossos produtos derivados de petróleo, podendo prejudicar nossos resultados operacionais e condição financeira.

Alegações de corrupção política contra o governo federal brasileiro e o Poder Legislativo brasileiro podem criar instabilidade econômica e política.

No passado, membros do governo federal e do Poder Legislativo brasileiro enfrentaram acusações de corrupção política. Em consequência, vários políticos, incluindo altos funcionários federais e congressistas, renunciaram ou foram presos. Atualmente, autoridades eleitas e outros funcionários públicos estão sendo investigados no Brasil por alegações de conduta antiética e ilegal identificada durante a operação Lava -Jato que está sendo conduzida pelo Ministério Público Federal. Apesar de o resultado dessas investigações ser ainda desconhecido, já se verificou um impacto negativo sobre a imagem e reputação das empresas implicadas, incluindo a Petrobras, além do impacto negativo sobre a percepção geral do mercado sobre a economia brasileira. Esses processos, as suas conclusões ou outras alegações de conduta ilícita podem ter efeitos adversos adicionais sobre a economia brasileira. Não podemos prever se tais alegações levarão à instabilidade posterior ou se novas alegações contra autoridades governamentais brasileiras surgirão no futuro. Além disso, não podemos prever o resultado de tais alegações, nem o seu efeito sobre a economia brasileira.

A inflação e as medidas do governo brasileiro para combater a inflação podem contribuir significativamente para a incerteza econômica no Brasil e podem nos afetar adversamente.

Historicamente, o Brasil tem registrado altas taxas de inflação, em particular antes de 1995. A inflação e os esforços do governo para combatê-la tiveram consideráveis efeitos negativos sobre a economia brasileira. Mais recentemente, as taxas de inflação foram de 6,41% em 2014, 5,91% em 2013 e 5,84% em 2012, medida pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor (IPCA) e compilados pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

O Brasil pode apresentar altos níveis de inflação no futuro. O governo brasileiro pode adotar políticas para diminuir as pressões inflacionárias que poderiam ter o efeito de reduzir o desempenho geral da economia brasileira. Algumas dessas políticas podem ter um efeito sobre a nossa capacidade de acesso ao capital estrangeiro ou reduzir a nossa capacidade de executar nossos planos de negócios e de gestão futuros, em especial os projetos com parceiros estrangeiros.

As medidas do governo brasileiro para controlar a inflação muitas vezes incluíram a manutenção de uma política monetária restritiva com altas taxas de juros reais. Essas políticas têm contribuído para limitar o tamanho e

a atratividade dos mercados de dívida locais, exigindo que tomadores de empréstimo, como nossa companhia, busquem financiamento em moeda estrangeira nos mercados de capitais internacionais. Diante de uma incerteza econômica no Brasil, o que enfraquece nossa capacidade de obter financiamento externo em condições favoráveis, o mercado brasileiro pode ser insuficiente para satisfazer nossas necessidades de financiamento, podendo nos acarretar um efeito material adverso.

Riscos Relativos aos Nossos Valores Mobiliários

O tamanho, a volatilidade, a liquidez ou a regulamentação dos mercados de valores mobiliários brasileiros podem restringir a capacidade dos titulares de ADSs de vender ações ordinárias ou preferenciais subjacentes às nossas ADSs.

Nossas ações estão entre as mais líquidas negociadas na Bolsa de São Paulo (BM&FBOVESPA), mas os mercados de títulos brasileiros são menores, mais voláteis e menos líquidos do que os principais mercados de valores mobiliários nos Estados Unidos e em outras jurisdições, e podem ser regulamentados diferentemente da maneira como investidores norte-americanos estão acostumados. Fatores que podem afetar especificamente os mercados acionários brasileiros podem limitar a capacidade dos titulares de ADSs de vender as ações ordinárias ou preferenciais subjacentes às nossas ADSs pelo preço e momento desejados.

O mercado de títulos de dívida da PGF pode não ser líquido.

Alguns dos títulos de dívida (*notes*) da PGF não estão listados em qualquer bolsa de valores e não são cotados por meio de um sistema de cotação automatizada. Os títulos da PGF estão atualmente listados na New York Stock Exchange e na Bolsa de Luxemburgo e comercializados na NYSE Euronext e no mercado Euro MTF, respectivamente. A PGF pode emitir novos títulos que podem ser listados em outras bolsas, além da New York Stock Exchange e da Bolsa de Luxemburgo, e negociados em outros mercados que não o NYSE Euronext e o mercado Euro MTF. Não podemos dar qualquer garantia quanto à liquidez ou sobre os mercados de negociação dos títulos da PGF. Não podemos garantir que os proprietários dos títulos da PGF poderão vendê-los no futuro. Se um mercado para os títulos da PGF não se desenvolver, os detentores dos títulos da PGF poderão ficar impossibilitados de revender os títulos por um período prolongado ou jamais.

Os titulares de ADSs poderão ficar impossibilitados de exercer direitos de preferência com relação às ações ordinárias ou preferenciais subjacentes às ADSs.

Os titulares de ADSs residentes nos Estados Unidos podem ficar impossibilitados de exercer os direitos de preferência referentes às ações ordinárias ou preferenciais subjacentes às nossas ADSs, a menos que uma declaração de registro (*registration statement*), nos termos do Securities Act, esteja em vigor com relação a esses direitos ou se uma isenção dos requisitos de registro do Securities Act esteja disponível. Não somos obrigados a apresentar uma declaração de registro (*registration statement*) com relação às ações ordinárias ou preferenciais relativas a esses direitos de preferência e, portanto, poderemos não apresentar qualquer declaração de registro (*registration statement*). Se uma declaração de registro (*registration statement*) não for apresentada e a isenção do registro não exista, The Bank of New York Mellon, na qualidade de depositário, tentará vender os direitos de preferência e os titulares de ADSs terão direito a receber o produto da venda. No entanto, os direitos de preferência expirarão se o depositário não puder vendê-los. Para mais informações consulte o Item 10 "Informações Adicionais-Atos Constitutivos e Estatuto Social- Direitos de Preferência".

Os titulares de nossas ADSs que trocá-las por ações ordinárias ou preferenciais correm o risco de perder a capacidade de remeter, em tempo hábil, moeda estrangeira ao exterior e de perder as vantagens fiscais brasileiras.

O custodiante brasileiro de nossas ações ordinárias ou preferenciais subjacentes às nossas ADSs deve obter certificado de registro do Banco Central do Brasil para ter o direito de remeter dólares ao exterior para pagamento de dividendos e de outras distribuições relativos às nossas ações preferenciais e ordinárias, ou quando

da alienação das ações ordinárias ou preferenciais. Tais remessas nos termos de um programa de ADR estão sujeitas a um tratamento fiscal específico no Brasil que pode ser mais favorável para o investidor estrangeiro se comparado a ganhos de remessa originados de títulos adquiridos diretamente pelo investidor nos mercados regulamentados de ações brasileiros. Assim, um investidor que opta por trocar ADSs por ação ordinária ou preferencial subjacente pode estar sujeito a tratamento fiscal menos favorável sobre ganhos em relação aos investimentos.

A troca de ADSs por ações ordinárias ou preferenciais subjacentes é regida pela Resolução nº 4.373 da CMN. Os investidores estrangeiros que pretendem realizar a troca são obrigados a designar um representante no Brasil para os efeitos do Anexo I da Resolução nº 4.373 do CMN. Esse representante será responsável pela manutenção e atualização dos certificados de registros dos investidores no Banco Central do Brasil, que dão direito aos investidores estrangeiros registrados a comprar e vender diretamente na BM&FBOVESPA. Esses acordos podem exigir despesas adicionais do investidor estrangeiro. Além disso, se esses representantes não conseguirem obter ou atualizar os respectivos certificados de registro, os investidores poderão incorrer em despesas adicionais ou estar sujeitos a atrasos operacionais, que podem afetar a sua capacidade de receber dividendos ou distribuições relativos às ações ordinárias ou preferenciais, ou ao retorno do seu capital em tempo hábil.

O certificado de registro do custodiante ou qualquer registro de capital estrangeiro obtido diretamente por esses titulares de ADSs podem ser afetados por futuras mudanças legislativas ou regulamentares. Não podemos assegurar a esses titulares de ADSs que as restrições adicionais aplicáveis, a alienação das ações ordinárias ou preferenciais subjacentes ou a repatriação dos recursos obtidos com o processo não lhes serão impostas no futuro.

Os titulares de nossas ADSs podem enfrentar dificuldades para proteger seus interesses.

Nossas questões societárias são regidas pelo nosso estatuto e pela legislação societária brasileira que diferem dos princípios legais que se aplicariam se fôssemos constituídos em uma jurisdição nos Estados Unidos ou em outro lugar fora do Brasil. Além disso, os direitos de um detentor de ADS, derivados dos direitos dos titulares de nossas ações ordinárias ou preferenciais, de proteger os seus interesses contra os atos de nosso conselho de administração são diferentes nos termos da Lei das Sociedades por Ações no Brasil dos termos de leis de outras jurisdições. Regras brasileiras contra o abuso de informação privilegiada e *self-dealing* e a preservação dos interesses dos acionistas também podem ser diferentes das americanas. Além disso, os acionistas de empresas brasileiras normalmente não podem impetrar uma ação de classe. Nos termos do estatuto social da nossa companhia, devem, no que diz respeito a disputas relativas às regras sobre o funcionamento dos mercados de capitais, resolver por meio de arbitragem quaisquer dessas reivindicações. Para mais informações consulte o Item 10 "Informações Adicionais-Atos Constitutivos e Estatuto Social- Resolução de Disputas".

Somos uma companhia estatal constituída sob as leis do Brasil e todos os nossos conselheiros e diretores executivos residem no Brasil. A maioria de nossos ativos e os de nossos conselheiros e diretores executivos localiza-se no País. Assim, pode não ser possível aos titulares de ADSs efetuar citação contra nossa companhia ou contra nossos conselheiros e diretores nos Estados Unidos ou em outras jurisdições fora do Brasil. Da mesma forma pode não ser possível executar decisões judiciais proferidas nos Estados Unidos ou em outras jurisdições fora do Brasil contra nossa companhia ou contra nossos conselheiros e diretores executivos. Como as sentenças de tribunais dos Estados Unidos, referentes à responsabilidade civil com base nas leis federais de valores mobiliários daquele país, só podem ser executadas no Brasil se forem cumpridos determinados requisitos, os titulares de ADSs podem enfrentar mais dificuldades para proteger seus interesses em ações contra nossa companhia ou contra nossos conselheiros e diretores executivos do que enfrentariam os acionistas de uma sociedade constituída em um estado ou em outra jurisdição dos Estados Unidos.

Os titulares de nossas ADSs não têm os mesmos direitos de voto que os nossos acionistas. Os titulares de ADSs representando ações preferenciais não têm direito a voto.

Os titulares de nossas ADSs não têm os mesmos direitos de voto que os titulares de nossas ações. Os titulares de nossas ADSs têm direitos contratuais estabelecidos em seu benefício no âmbito dos contratos de depósito. Os detentores de ADSs exercem direitos de voto, nas assembleias de acionistas, por meio da instituição depositária baseada nas informações fornecidas pelos titulares. Na prática, a capacidade de um titular de ADSs de instruir o depositário a votar dependerá do prazo e dos procedimentos para fornecimento de instruções ao depositário, diretamente ou através de custódia do titular e sistema de compensação.

Além disso, parte de nossas ADSs é lastreada em nossas ações preferenciais. Segundo a legislação brasileira e nosso estatuto social, os detentores de ações preferenciais não têm direito a voto nas assembleias de acionistas. Isto significa, entre outros fatores, que os titulares de ADSs lastreadas por ações preferenciais não têm direito a voto em importantes operações societárias ou decisões.

Poderíamos ser obrigados a pagar somente em reais nossas obrigações sob a garantia relativa aos títulos da PGF, por determinação de sentenças dos tribunais brasileiros.

Se fossem movidos processos no Brasil para que executássemos nossas obrigações com respeito à garantia dos títulos da PGF, seríamos obrigados a cumprir nossas obrigações somente em reais. Nos termos dos controles de câmbio brasileiros, a obrigação de pagar valores denominados em moeda diferente do real pode ser efetuada no Brasil em reais, pela taxa de câmbio vigente na data do pagamento, mediante decisão de um tribunal brasileiro, conforme determinado pelo Banco Central do Brasil.

A descoberta de que estamos sujeitos às leis de falência dos EUA e de que a garantia que prestamos foi fraudulentamente concedida podem resultar na perda das demandas judiciais movidas contra a nossa companhia por detentores dos títulos da PGF.

A obrigação da PGF de fazer pagamentos dos seus títulos é avalizada nos termos da garantia correspondente. Fomos informados por nosso advogado externo norte-americano que a garantia é válida e exequível de acordo com as leis do Estado de Nova York e dos Estados Unidos. Além disso, fomos informados por nosso diretor jurídico que as leis do Brasil não impedem que a garantia seja válida, vinculativa e exequível contra nossa companhia, de acordo com seus termos. Caso as leis federais americanas sobre transferência fraudulenta ou similares sejam aplicadas à garantia e, se no momento em que firmamos a garantia relevante:

- estávamos ou estivermos insolventes ou considerados insolventes em virtude de nossa garantia;
- estávamos ou estivermos envolvidos em negócios ou transações nas quais nossos ativos remanescentes constituírem capital insignificante; ou
- pretendíamos incorrer ou incorremos, ou acreditarmos que incorreríamos em dívidas além de nossa capacidade de pagar essas dívidas em seus vencimentos; e
- pretendíamos, em cada caso, receber ou recebemos menos que um valor razoavelmente equivalente ou contraprestação justa por isso,

então nossas obrigações no âmbito da garantia poderiam ser evitadas, ou nossas reivindicações com relação a esse contrato poderiam ser subordinadas às reivindicações de outros credores. Entre outros fatores, se houver uma contestação legal da garantia com base em transferência fraudulenta, essa contestação pode focar nos benefícios que tivemos em consequência da emissão dos títulos da PGF. Caso a garantia seja considerada uma transferência irregular ou inexecutável por qualquer outro motivo, os detentores dos títulos da PGF não terão qualquer pretensão contra nossa companhia nos termos da garantia relevante, e terão apenas uma reivindicação contra a PGF. Não

podemos garantir que, após o pagamento de todas as pretensões anteriores, haverá ativos suficientes para pagar as reivindicações dos detentores dos títulos da PGF relacionadas a qualquer parte evitada da garantia.

Titulares em algumas jurisdições podem não receber o pagamento de ajuste de valores brutos por retenção nos termos da Diretiva Europeia 2003/48/CE relativo à tributação dos rendimentos da poupança.

A Áustria optou por sair de certas provisões de troca de informação da Diretiva europeia 2003/48/CE relativas à tributação dos rendimentos da poupança (a Diretiva). Durante um período transitório, aplica uma retenção na fonte sobre os pagamentos de juros, a uma taxa de até 35%. Essa operação é feita por um agente pagador nessas jurisdições ou coletada por esse agente para um indivíduo beneficiário efetivo, residente em outros Estados membros da União Europeia, ou a certos tipos limitados de entidades estabelecidas em outros Estados-Membros, a menos que o beneficiário dos pagamentos de juros opte pela troca de informações, conforme previsto na Diretiva. Nem a Petrobras nem o agente pagador (nem qualquer outra pessoa) seriam obrigados a pagar valores adicionais a respeito dos títulos em consequência da imposição de retenção na fonte de qualquer Estado-Membro da UE ou de outro país ou território que tenha optado por um sistema de retenção na fonte. Para mais informações, consulte o Item 10 "Informações Adicionais- Tributação relativa aos títulos da PGF - Diretiva sobre Tributação dos Rendimentos da Poupança da União Europeia". Um investidor deve consultar um consultor fiscal para determinar as consequências fiscais de deter títulos da PGF para esse investidor.

Item 4. Informações sobre a companhia

História e Desenvolvimento

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras foi constituída em 1953 para conduzir as atividades de hidrocarbonetos para o governo federal brasileiro. Nós iniciamos nossas operações em 1954 e, desde então, temos conduzido a produção de petróleo e gás natural e atividades de refino no Brasil em nome do governo. Em 31 de dezembro de 2014, o governo federal brasileiro era detentor de 28,67% de nosso capital social em circulação e 50,26% de nossas ações ordinárias. Para mais informações consulte Item 7 "Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas - Principais Acionistas". Nossas ações ordinárias e preferenciais são negociadas na BM&FBOVESPA desde 1968 e na NYSE, na forma de ADSs, desde 2000.

Como parte de uma ampla reforma do sistema regulatório de petróleo e gás, o Congresso brasileiro alterou a Constituição brasileira, em 1995, para autorizar o governo federal brasileiro a contratar qualquer empresa estatal ou de propriedade privada para realizar atividades de exploração, produção, refino de petróleo, atividades internacionais de comercialização e de transporte no Brasil de petróleo, gás natural e seus respectivos produtos. Em 6 de agosto de 1997, o governo federal brasileiro promulgou a Lei nº 9.478/1997, que estabeleceu um quadro regulamentar com base em concessão, cessou o nosso direito exclusivo de realizar atividades de petróleo e gás, e permitiu a concorrência em todos os aspectos na indústria de petróleo e gás no Brasil. A lei também criou uma agência regulatória independente, a ANP, para regular o petróleo, gás natural e indústria de combustíveis renováveis no Brasil e criar um ambiente competitivo no setor de petróleo e gás. Para mais informações consulte Item 4 "Informações sobre a companhia - 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 do pré-sal não sujeitas a concessões existentes. Em conformidade com esta nova legislação, em 3 de setembro de 2010, nós firmamos um acordo com o governo federal brasileiro, o Contrato de Cessão Onerosa, no qual o governo nos transferiu o direito de explorar e produzir petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos em áreas específicas do pré-sal no Brasil. Em 02 de dezembro de 2013, assinamos nosso primeiro contrato com o governo federal brasileiro no âmbito de um regime de partilha de produção. Para mais informações consulte Item 10 "Informações Adicionais – Contratos Relevantes – Contrato de Cessão Onerosa" e Item 10 "Informações Adicionais – Contratos Relevantes – Contrato de Partilha de Produção".

Nós operamos por meio de subsidiárias, joint ventures, operações conjuntas e coligadas sediadas no Brasil e em diversos países. Nosso escritório principal está localizado na Avenida República do Chile 65, 20031 – 912, Rio de Janeiro, RJ, Brasil e nosso número de telefone é (55 - 21) 3224 - 4477.

Visão Geral do Grupo

Somos uma companhia de petróleo e gás integrada, que é uma das maiores da América Latina em termos de receita. Em consequência de nosso legado como ex-fornecedor exclusivo de petróleo e derivados de petróleo no Brasil, e de nosso forte compromisso e contínuo para encontrar e desenvolver campos de petróleo no Brasil, nossas operações representam a maioria da produção de petróleo e gás do Brasil, e temos uma grande base de reservas provadas e uma infraestrutura operacional totalmente desenvolvida. Em 2014, nossa produção doméstica diária média de petróleo foi de 2.034 mbbbl/d, o que representa mais de 90% da produção total de petróleo do Brasil. Mais de 62,7% (7.965.9 milhões de boe) de nossas reservas provadas nacionais estão localizadas em nossa área mais desenvolvida - Bacia de Campos - o que nos permite otimizar nossa infraestrutura e limitar os custos de exploração, desenvolvimento e produção. A contribuição dos nossos campos mais promissores de águas profundas, localizados no *offshore* da Bacia de Santos (sudeste do Brasil), para nossas reservas provadas e produção de petróleo vem crescendo continuamente. Nosso processo de produção na Bacia de Santos tem se beneficiado da experiência que cultivamos por meio de experiências de produção semelhantes na Bacia de Campos.

Ao longo de 46 anos de desenvolvimento de bacias offshore brasileiras, desenvolvemos uma experiência na exploração e produção em águas profundas, que exploramos no Brasil e em outras áreas *offshore* de petróleo.

Em 31 de dezembro de 2014, nós tínhamos reservas provadas de petróleo e gás desenvolvidas de 8.112,8 milhões de boe e reservas provadas não desenvolvidas de 4.599,7 milhões de boe no Brasil. O desenvolvimento desta grande base de reserva e a exploração das áreas do pré-sal têm exigido e continuará a exigir investimentos significativos e o crescimento de nossas operações. Para apoiar esse crescimento nós encomendamos a construção de 16 novos FPSOs e planejamos mais 15 para o período entre 2015 e 2020, e também estamos fazendo investimentos necessários em equipamentos submarinos e infraestrutura.

Nós operamos substancialmente toda a capacidade de refino no Brasil. A maioria de nossas refinarias está localizada no sudeste do Brasil, dentro dos mercados mais populosos e industrializados do país e ao lado da fonte da maior parte do nosso petróleo na Bacia de Campos. Nossa capacidade de destilação de petróleo de 2.176 mbbbl/d e nossa capacidade de produção doméstica de refino de 2.106 mbbbl/d estão atualmente abaixo dos níveis necessários para atender a demanda interna de combustíveis para transporte, particularmente gasolina, diesel e combustível de aviação. Estamos em processo de expansão e modernização de nossa capacidade de refino para atender à crescente demanda no Brasil, mas a nossa capacidade atual de processamento de petróleo produzido no Brasil não é suficiente para atender a atual demanda. Por conseguinte, e no futuro próximo, vamos continuar a importar petróleo e derivados. Também estamos envolvidos na produção de produtos petroquímicos. Nós distribuimos derivados de petróleo através de nossa própria rede de varejo e atacado.

Nós participamos na maioria dos negócios do mercado brasileiro de gás natural, incluindo a logística e processamento de gás natural. Para atender nossa demanda doméstica, processamos gás natural da produção de nossos campos em terra e no mar (principalmente a partir dos campos das Bacias de Campos, Espírito Santo e Santos), importamos gás natural da Bolívia e, na medida necessária, importamos GNL pelos nossos terminais de regaseificação. Também participamos no mercado nacional de energia, principalmente por meio de nossos investimentos em usinas termelétricas a gás e em energias renováveis. Além disso, participamos no negócio de fertilizantes, que é outro importante mercado do gás natural.

No exterior, operamos em 16 países. Na América Latina, nossas operações se estendem desde a exploração e produção até o refino, comercialização, serviços de varejo, gás natural e usinas de eletricidade. Na América do Norte, nós produzimos petróleo e gás e temos operações de refino nos Estados Unidos. Na África, por

meio de uma joint venture, produzimos petróleo na Nigéria e temos óleo e exploração de gás em outros países, enquanto na Ásia, temos operações de refino no Japão.

Informações completas e tabelas sobre as reservas e a produção são apresentadas no final do Item 4 "Informações sobre a companhia - Informações Adicionais sobre Reservas e Produção".

Nossas atividades estão organizadas em seis segmentos de negócios:

- **Exploração e Produção:** exploração de petróleo, GNL e gás natural, desenvolvimento e produção no Brasil;
- **Refino, Transporte e Comercialização:** inclui refino, logística, transporte, operações comerciais, produtos derivados de petróleo e exportações e importações de petróleo e investimentos petroquímicos no Brasil;
- **Distribuição:** distribuição de derivados de petróleo, etanol, biodiesel e gás natural a atacadistas e através de nossa rede de varejo Petrobras Distribuidora S.A. ("Petrobras Distribuidora") no Brasil;
- **Gás e Energia:** transporte e comercialização de gás natural e de GNL, produzido no Brasil ou importado, assim como a geração e comercialização de energia elétrica, e negócios de fertilizantes;
- **Biocombustíveis:** produção de biodiesel e seus co-produtos e atividades relacionadas ao etanol, tais como investimentos de capital, produção e comercialização de etanol, açúcar e o excesso de eletricidade gerado a partir do bagaço de cana; e
- **Internacional:** exploração e produção de petróleo e gás, refino, transporte e comercialização, distribuição e operações de gás e energia fora do Brasil.

Além disso, temos um segmento corporativo que tem atividades não atribuídas a outros segmentos, principalmente relacionadas com a gestão financeira corporativa, o *overhead* corporativo e outras despesas, inclusive as atuariais referentes à pensão e assistência médica para os empregados aposentados e seus dependentes.

A tabela a seguir apresenta informações-chave para cada segmento de negócio em 2014:

	Informações Segmentadas por Áreas de Negócio – 31/12/2014								Total do Grupo
	Exploração e Produção	Refino, Transporte e Comercialização	Gás e Energia	Biocombustível	Distribuição	Internacional	Corporativo	Eliminações	
	(U.S.\$ milhões)								
Receitas de Vendas.....	65.616	112.320	17.882	266	41.729	13.912	–	(108.068)	143.657
Lucro (prejuízo) antes dos impostos.....	21.764	(22.983)	(553)	(166)	760	(608)	(7.714)	676	(8.824)
Total de ativos em 31 de dezembro	151.524	70.038	28.367	1.109	7.221	13.009	32.385	(4.966)	298.687
Despesas de capital e investimentos	24.164	7.778	2.545	112	446	1.513	446		37.004

Exploração e Produção

Principais Estatísticas de Exploração e Produção

	2014	2013	2012
	(U.S.\$ milhões)		
Exploração e Produção:			
Receitas de Vendas	65.616	68.210	74.714
Lucro (Prejuízo) antes dos impostos.....	21.764	29.619	35.465
Ativos imobilizados.....	135.671	126.716	102.779
Despesas de capital e investimentos.....	24.164	27.566	21.959

As atividades de exploração e produção de petróleo e gás no Brasil são os maiores componentes do nosso portfólio. Temos aumentado gradualmente a produção nas últimas quatro décadas, de 164 mbbbl/d de petróleo, condensado e GNL no Brasil em 1970, para 2.034 mbbbl/d em 2014. O nosso objetivo é o crescimento das reservas e da produção de petróleo e gás de forma sustentável e obter o reconhecimento por excelência nas operações de exploração e produção.

O foco de nosso segmento de exploração e produção é produzir (no Brasil e no exterior), em média, 4.000 mbbbl/d de petróleo, condensado e LGN no período 2020 - 2030. Nós esperamos cumprir esta meta por meio das seguintes ações:

- Encontrar e adquirir reservas de hidrocarbonetos no Brasil, mantendo uma razão mínima de 12 anos (sob o critério da SPE) entre as nossas reservas e produção;
- Desenvolver a produção de petróleo no pólo do pré-sal no Brasil;
- Maximizar a recuperação de petróleo e gás em nossas áreas de produção que têm sido amplamente desenvolvidas;
- Explorar as bacias brasileiras de forma seletiva e com compartilhamento de risco com parceiros; e
- Explorar as bacias brasileiras de gás natural.

Para apoiar estes objetivos, implementamos uma série de programas destinados a gerir os nossos dispêndios de capital e despesas operacionais: PROEF - visa aumentar a eficiência operacional; PROCOP - visa reduzir as despesas operacionais de nosso segmento de exploração e produção; PRC-Poço – focado na redução dos gastos de capital na construção de nossos poços; PRC-SUB – focado na redução dos gastos de capital na instalação de nossos sistemas submarinos; e INFRALOG - visa otimizar nossa infraestrutura de logística.

Os campos de petróleo mais ricos do Brasil estão no mar, a maioria deles em águas profundas. Nós atuamos nestas águas desde 1971, quando começamos a exploração na Bacia de Campos, e nos tornamos globalmente reconhecidos como inovadores na tecnologia necessária para explorar e produzir hidrocarbonetos em águas profundas e ultraprofundas. Nosso sucesso na exploração tem sido em águas profundas, onde os reservatórios em que as descobertas foram feitas são substancialmente maiores e onde a nossa tecnologia e experiência criaram uma vantagem competitiva para nós. Em 2014, a produção offshore representou 90% da nossa produção e a produção em águas profundas representou 78% da nossa produção no Brasil. De acordo com dados de produção da PFC Energy, nós temos um nível de produção (com base em boe) em campos localizados em águas profundas e ultraprofundas maior do que qualquer outra empresa.

Historicamente, focamos nossas atividades de exploração e produção offshore em reservatórios turbidíticos de arenito, localizados principalmente na Bacia de Campos. Em 2006, fomos bem sucedidos na perfuração de uma camada de sal maciço ao largo da costa brasileira que se estende desde a Bacia de Campos até a Bacia de Santos. O óleo sob a camada de sal tem sido em muitas áreas bem preservado em grandes reservatórios, o que levou a um número de descobertas importantes. Esta província, identificada pela camada de

sal, ocupa uma área de aproximadamente 149.000 km² (36,8 milhões de acres), dos quais temos os direitos de produzir a partir de 17,8% da área total (aproximadamente 26.430 km² ou 6,5 milhões de hectares), por meio da área que nos foi cedida nos termos dos Contratos de Concessão e do Contrato de Cessão Onerosa. Também fazemos parte do consórcio a quem foi concedida uma concessão que abrange cerca de 1,547.8 km² (0,4 milhões de acres), na área de Libra, nos termos do Contrato de Partilha de Produção.

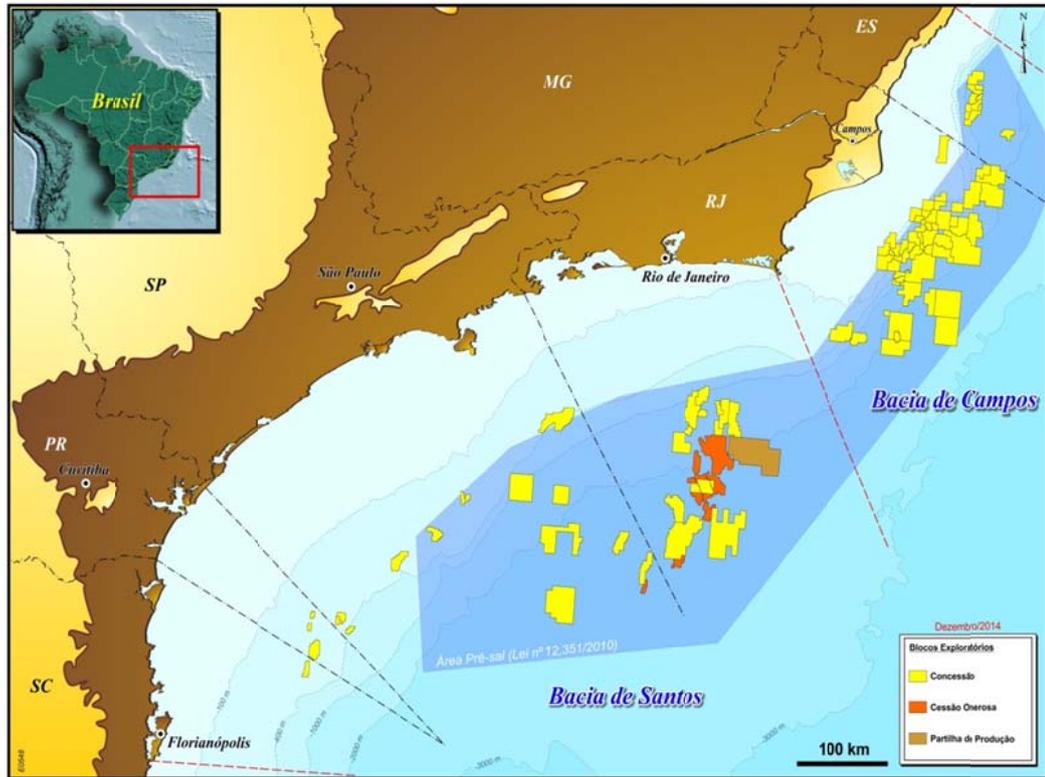
Os reservatórios do pré-sal que descobrimos estão localizados em águas profundas e ultraprofundas, a profundidades totais de até 7.000 metros (22.965 pés). A parte sul da província do pré-sal é composta pela Bacia de Santos, onde a camada de sal é de aproximadamente dois quilômetros de espessura. Temos feito importantes descobertas nessa área, incluindo:

- BM - S - 11: Lula, antigo - Tupi, e a área de Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu, antigo Iara;
- BM - S - 9: Lapa e Sapinhoá, anteriormente Carioca e Guará;
- BM - S - 8: Carcará;
- BM - S - 24: Júpiter;
- Área do Contrato de Cessão Onerosa: Búzios, Sul de Lula, Sul de Sapinhoá, Sépia e Itapu, antigo Franco, Sul de Tupi, Sul de Guará, Nordeste de Tupi e Florim, e a área de Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu, Sul de Sururu e Atapu, anteriormente Entorno de Iara; e
- Libra.

Na parte norte da província do pré-sal, a camada de sal é mais fina e grande parte do petróleo migrou através do sal para os reservatórios arenosos do pós-sal da Bacia de Campos. Embora parte do óleo que se formou tenha migrado, nós ainda fizemos importantes descobertas nos reservatórios do pré-sal na Bacia de Campos, a medida que perfuramos as camadas de sal. A maioria de nosso capital social atual e futuro será comprometido com o desenvolvimento do óleo encontrado na província do pré-sal, com ênfase na Bacia de Santos, dada a dimensão e potencial dos seus reservatórios.

Em dezembro de 2014, a produção média mensal na área do pré-sal (Bacias de Campos e de Santos) foi de 666 mbbl/d, um aumento de 93% em relação a dezembro de 2013. Os poços na província do pré-sal são altamente produtivos. A produção total do pré-sal atingiu 800 mbbl/d em 11 de abril de 2015 (um novo recorde de produção diária) com apenas 39 poços produtores. Vinte desses poços estão localizados na Bacia de Santos e foram responsáveis por 64% dessa produção (511 mboe/d).

O mapa abaixo mostra a localização dos reservatórios do pré-sal, bem como a situação de nossas atividades exploratórias no local.



Produção

Durante 2014, nossa produção de petróleo e gás no Brasil alcançou uma média de 2.284 mboe/d, dos quais 89% foram de petróleo e 11% de gás natural. Em 31 de dezembro de 2014, nossas reservas provadas líquidas estimadas de petróleo e gás natural no Brasil foram de 12,7 bnboe, das quais 85,4% foram de petróleo e 14,6% de gás natural. O Brasil representou 92% da nossa produção mundial em 2014 e foi responsável por 97% de nossas reservas mundiais em 31 de dezembro de 2014 em uma base equivalente de barris de petróleo. Ao longo dos últimos cinco anos, nossa produção de petróleo correspondeu a cerca de 90% da produção total brasileira.

As informações sobre os nossos principais campos de petróleo e gás produzindo no Brasil encontram-se resumidas na tabela abaixo:

Principais Campos Produtores de Petróleo e Gás no Brasil

Bacia	Campos	Petrobras %	Tipo	Fluido(1)	
Camamu	Manati	35%	Águas Rasas	Gás Natural	
Campos	Albacora	100%	Águas Rasas	Petróleo Intermediário	
		100%	Águas Profundas	Petróleo Intermediário	
	Albacora Leste	90%	Águas Profundas	Petróleo Intermediário	
		90%	Águas Ultraprofundas	Petróleo Intermediário	
	Baleia Azul	100%	Águas Profundas	Petróleo Intermediário	
	Baleia Franca	100%	Águas Profundas	Petróleo Intermediário	
	Barracuda	100%	Águas Profundas	Petróleo Intermediário	
	Cachalote	100%	Águas Profundas	Petróleo Intermediário	
	Carapeba	100%	Águas Rasas	Petróleo Intermediário	
	Caratinga	100%	Águas Profundas	Petróleo Intermediário	
	Cherne	100%	Águas Rasas	Petróleo Intermediário	
	Espadarte	100%	Águas Profundas	Petróleo Intermediário	
	Jubarte	100%	Águas Profundas	Petróleo Pesado	
	Marimbá	100%	Águas Profundas	Petróleo Pesado	
	Marlim	100%	Águas Profundas	Petróleo Pesado	
	Marlim Leste	100%	Águas Profundas	Petróleo Intermediário	
	Marlim Sul	100%	Águas Profundas	Petróleo Intermediário	
			100%	Águas Ultraprofundas	Petróleo Intermediário
		Namorado	100%	Águas Rasas	Petróleo Intermediário
		Papa - Terra	62.5%	Águas Profundas	Petróleo Pesado
	Pampo	100%	Águas Rasas	Petróleo Intermediário	
	Roncador	100%	Águas Ultraprofundas	Petróleo Intermediário	
	Vermelho	100%	Águas Rasas	Petróleo Intermediário	
Espírito Santo	Fazenda Alegre Golfinho	100%	Onshore	Petróleo Pesado	
		100%	Águas Profundas	Petróleo Intermediário	
		100%	Águas Ultraprofundas	Petróleo Intermediário	
Potiguar	Canto do Amaro Estreito	100%	Onshore	Petróleo Intermediário/Gás Natural Petróleo Pesado/Gás Natural	
		100%	Onshore	Petróleo Pesado	
Recôncavo	Araçás Buracica	100%	Onshore	Petróleo Leve	
		100%	Onshore	Petróleo Leve	
Santos	Baúna	100%	Águas Rasas	Petróleo Leve	
	Mexilhão	100%	Águas Rasas	Gás Natural	
	Lula	65%	Águas Ultraprofundas	Petróleo Intermediário	
	Sapinhoá	45%	Águas Ultraprofundas	Petróleo Intermediário	
	Piracaba	100%	Águas Rasas	Petróleo Leve	
	Uruguá	100%	Águas Profundas	Petróleo Intermediário/Gás Natural	
Sergipe/Alagoas	Carmópolis Piranema	100%	Onshore	Petróleo Intermediário	
		100%	Águas Profundas	Petróleo Leve	
Solimões	Leste do Urucu Rio Urucu	100%	Onshore	Petróleo Leve/Gás Natural	
		100%	Onshore	Petróleo Leve/Gás Natural	

(1) Petróleo pesado = até 22° API; Petróleo Intermediário = 22° API a 31° API; Petróleo Leve = superior a 31° API

Nossa produção média por bacia no Brasil em 31 de dezembro de 2014, 31 de dezembro de 2013 e 31 de dezembro de 2012 está resumida na tabela abaixo:

	2014				2013				2012			
	Campos	Santos	Outros	Total	Campos	Santos	Outros	Total	Campos	Santos	Outros	Total
Produção(1)												
Petróleo (mmb/d)	1.525,8	246,7	261,9	2.034,4	1.531,1	136,9	263,4	1.931,4	1.618,3	98,6	263,2	1.980,1
Gás (bcf/d)	0,6	0,4	0,5	1,5	0,6	0,3	0,6	1,5	0,5	0,3	0,6	1,4
Total (mboe/d).....	1.617,2	315,5	351,7	2.284,4	1.623,4	183,7	358,6	2.165,7	1.701,4	148,0	356,1	2.205,5
Unidades Estacionárias de Produção.....	56	11	55	122	56	11	59	126	55	8	62	125

(1) Inclui óleo sintético e gás.

Nós compensamos o declínio natural de nossos reservatórios e aumentamos nossa produção total de petróleo e gás através da instalação de unidades adicionais em nossos campos em águas profundas. Em 2014, nossa produção de petróleo, condensado e LGN no Brasil atingiu uma média de 2.034 mbb/d, um aumento de 5,3% em relação ao ano anterior. Este aumento deveu-se principalmente a entrada em produção de uma série de FPSOs recentemente recebidos que foram ativados em 2013 e 2014, com uma capacidade de processamento de petróleo total de 1.300 mbb/d.

Informações sobre os nossos sistemas que entraram em operação em 2013 e 2014 encontram-se resumidas na tabela abaixo:

Projetos Desenvolvidos Recentemente								
Bacia	Campo	Tipo de Unidade	Unidade de Produção	Petróleo Capacidade Nominal (bbl/d)	Gás Natural Capacidade Nominal (mmcf/d)	Lâmina D'Água (metros)	Início (ano)	Notas
Campos	Papa - Terra-Módulo 2.....	FPSO	P - 63	140.000	35,3	1.200	2013	pós-sal
Campos	Roncador-Módulo 3.....	SS	P - 55	180.000	211,9	1.795	2013	pós-sal
Campos	Roncador-Módulo 4.....	FPSO	P - 62	180.000	211,9	1.600	2014	pós-sal
Campos	Parque das Baleias (Baleia Azul, Jubarte, Cachalote, Baleia Anã & Baleia Franca)	FPSO	P - 58	180.000	211,9	1.399	2014	pré e pós-sal
Campos	Papa - Terra-Módulo 1(1) ..	TLWP	P - 61			1.180	2015	Produção do pós-sal processada por P - 63
Santos	Piloto de Sapinhoá.....	FPSO	Cidade de São Paulo	120.000	176,6	2.140	2013	pré-sal
Santos	Área de Nordeste de Lula ..	FPSO	Cidade de Paraty	120.000	176,6	2.140	2013	pré-sal
Santos	Baúna	FPSO	Cidade de Itajaí	80.000	70,6	275	2013	pós-sal
Santos	Área de Sudeste de Lula-Iracema	FPSO	Cidade de Mangaratiba	150.000	282,5	2.220	2014	pré-sal
Santos	Norte de Sapinhoá.....	FPSO	Cidade de Ilhabela	150.000	211,9	2.140	2014	pré-sal

(1) A produção da plataforma P-61 é processada pela plataforma P-63.

Em 2014, conectamos e começamos a produzir a partir de 57 novos poços. Devido aos novos sistemas de produção que foram ativados em 2014 e os que estão previstos para entrar em operação em 2015, esperamos aumentar nossa produção de petróleo no Brasil em 2015 entre 3,5% e 5,5% acima da nossa média de 2014.

Nós reconhecemos perdas por *impairment* referente ao ano fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2014 de US\$ 1,6 bilhão, devido ao impacto da recente queda nos preços internacionais do petróleo, considerando os

preços de alguns de nossos campos produtores de petróleo e gás localizados no Brasil, incluindo Frade, Pirapitanga, Tambuatá, Carapicu e Piracucá. Reconhecemos também perdas por *impairment* para o ano fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2014 de US\$ 536 milhões com relação à produção de petróleo e gás e equipamentos de perfuração, sem relação com propriedades produtoras de petróleo e gás. Essas perdas por *impairment* estão principalmente relacionada com a capacidade ociosa das duas sondas de perfuração no futuro e com a desmobilização de duas plataformas de petróleo, que não estavam em atividades em nossos campos de petróleo e gás em 31 de dezembro de 2014. Para mais informações, consulte Nota 14 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Nossas atividades de exploração e produção fora do Brasil estão incluídas em nosso segmento de negócios internacionais. Para mais informações consulte Item 4 "Informações sobre a companhia - International".

Exploração

Em 31 de dezembro de 2014, tínhamos 133 contratos de exploração, abrangendo um total de 158 blocos exploratórios, correspondendo a uma área exploratória bruta de 90.000 km² (22,24 milhões de acres), ou uma área exploratória líquida de 64.000 km² (15,81 milhões de acres). Também tivemos 56 planos de avaliação em curso, incluindo 40 nas áreas de exploração e 16 em áreas de *ring fence*. Nós somos exclusivamente responsáveis por conduzir as atividades de exploração conforme os termos dos 68 acordos exploratórios.

Em 31 de dezembro de 2014, tínhamos parcerias de exploração com 29 empresas nacionais e estrangeiras e fizemos parte de um total de 82 acordos exploratórios de parceria, em 58 dos quais nós somos o operador. Temos participações que variam de 40% a 100% nas áreas de exploração sob concessão ou cedidas a nós.

Em 2014, investimos um total de US\$ 4,5 bilhões nas atividades de exploração no Brasil. Nós perfuramos um total de 74 poços exploratórios em 2014, dos quais 37 eram offshore e 37 onshore.

Reservas

Nossas reservas no Brasil em 31 de dezembro de 2014, 31 de dezembro de 2013 e 31 de dezembro de 2012 estão resumidas na tabela abaixo:

	2014				2013				2012			
	Campos	Santos	Outros	Total	Campos	Santos	Outros	Total	Campos	Santos	Outros	Total
Reservas Provasdas												
Petróleo (mmbbl).....	7.202,8	2.917,4	730,7	10.850,9	7.642,3	2.209,8	806,3	10.658,4	8.199,5	1.483,5	856,3	10.539,2
Gás (bcf).....	4.578,4	4.339,7	2.252,2	11.170,3	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 (mmbae).....	7.965,9	3.640,7	1.106,1	12.712,6	8.419,4	2.865,7	1.255,3	12.540,4	9.081,1	1.908,8	1.336,4	12.263,3

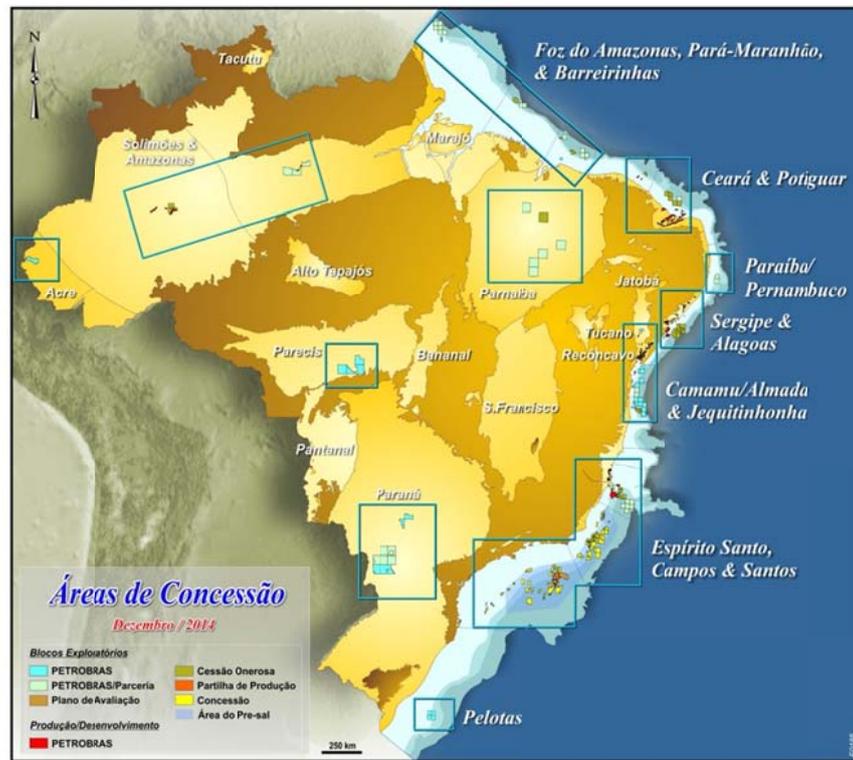
Pelo vigésimo terceiro ano consecutivo, alcançamos um índice de reposição de reservas superior a 100% sob as diretrizes da ANP e da SPE, o que significa que nós adicionamos mais volume às nossas reservas do que produzimos no ano. Nos termos das regras da SEC para estimativa e divulgação do volume de reservas de óleo e de gás, nosso índice de reposição de reservas em 2014 foi de 121%.

Regimes de Exploração e Produção Aplicáveis à Petrobras no Brasil

Historicamente, temos realizado atividades de exploração, desenvolvimento e produção no Brasil por meio de contratos de concessão, que obtivemos através da participação em rodadas de licitações realizadas pela ANP. Algumas de nossas concessões existentes foram concedidas pela ANP sem leilão em 1998, nos termos da Lei nº 9.478/1997. Esses contratos são conhecidos como contratos de concessão da "Rodada Zero". Desde então, temos participado de todas as rodadas de leilões realizadas pela ANP, incluindo a primeira rodada de leilão de regime de partilha de produção realizada em 21 de outubro de 2013. Atualmente, operamos sob três regimes de exploração e produção diferentes:

- **Contratos de Concessão:** A ANP concede direitos, de tempos em tempos, por meio de leilões públicos abertos a operadores qualificados, para explorar e produzir petróleo e gás no Brasil sob contratos de concessão para os blocos oferecidos em cada leilão. Temos participado em todas as rodadas de licitações realizadas pela ANP, incluindo a 11ª rodada, realizada em 14 de maio de 2013, na qual adquirimos 34 blocos localizados em várias bacias e na 12ª rodada, realizada em 28 de novembro de 2013, em que adquirimos, diretamente e em parceria com outras empresas, 49 blocos localizados em várias bacias. Os contratos de concessão têm um prazo de 27 anos após a declaração de comercialidade, com possibilidade de extensão pela ANP.
- **Contrato de Cessão Onerosa:** No dia 3 de setembro de 2010, firmamos um acordo com o governo federal brasileiro, mediante o qual nos foram atribuídos os direitos de conduzir atividades de exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos em áreas específicas no pré-sal. O acordo está sujeito a uma produção máxima de cinco bnboe ao longo de 40 anos (prorrogável por mais cinco anos), e já declaramos comercialidade para todo este volume nas áreas de Franco (Búzios), Sul de Tupi (Sul de Lula), Florim (Itapu), Nordeste de Tupi (Sépia), Sul de Guará (Sul de Sapinhoá) e Entorno de Iara (Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu, Sul de Sururu e Atapu). Para mais informações consulte Item 10 "Informações Adicionais - Contratos Relevantes - Contrato de Cessão Onerosa".
- **Contrato de Partilha de Produção:** no âmbito deste regime, as licenças de exploração e produção são concedidas por meio de um leilão público para o consórcio que oferecer a maior percentagem de lucro ao governo. No leilão público realizado em 21 de outubro de 2013, um consórcio que inclui a Petrobras recebeu os direitos e obrigações para operar e explorar uma área de pré-sal estratégica (conhecida como Libra - que tem um volume recuperável estimado entre 8 e 12 bnboe de acordo com a ANP), localizada na Bacia de Santos. Em 02 de dezembro de 2013, assinamos o primeiro contrato sob este regime. Temos uma participação de 40% no bloco de Libra e somos o seu operador exclusivo. O contrato tem prazo de 35 anos. Em junho de 2014, o CNPE promulgou a Resolução Nº 1, que estabeleceu que a Petrobras poderá estar diretamente envolvida por meio do governo federal brasileiro em regime de partilha de produção para produzir o volume de petróleo, gás natural e hidrocarbonetos fluidos nas áreas do Contrato de Cessão Onerosa que exceda a produção máxima de cinco bnboe originalmente acordada no Contrato de Cessão Onerosa ou que possa ser negociada durante o processo de revisão do Contrato de Cessão Onerosa.

O mapa a seguir mostra nossas áreas de concessão no Brasil em dezembro de 2014.



Principais Bacias onde a Petrobras Atua

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

Bacia de Campos

A Bacia de Campos cobre aproximadamente 115.000 km² (28,4 milhões de acres), é a bacia de petróleo e gás mais prolífica no Brasil em termos de reservas provadas de hidrocarboneto e de produção anual. Desde que começamos a explorar essa área em 1971, mais de 60 acumulações de hidrocarbonetos foram descobertas, incluindo oito grandes campos de petróleo em águas profundas e ultraprofundas. A Bacia de Campos é a nossa maior área de petróleo e de produção de gás, com uma produção média de 1.526 mbbbl/d de petróleo e 548,4 milhões de mmcf/d (14,5 mmm³/d) de gás natural associado de 43 campos em produção em 2014.

Durante 2014, 71% da nossa produção doméstica total foram provenientes dessa bacia. Em 2014, as reservas provadas de petróleo e gás natural na Bacia de Campos representaram 66,4% e 41% do total de nossas reservas provadas no Brasil, respectivamente. Em 2014, opervamos 42 sistemas de produção flutuantes e 14 plataformas fixas em profundidades de água de 80 a 1.886 metros (262 a 6.188 ps), produzindo óleo com uma densidade média de 21,3 API e sedimento básico máximo e água (uma medida da água e do conteúdo do sedimento de fluxo de petróleo) 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, com escoamento da produção dos reservatórios do pré-sal com

novas unidades, como também, com unidades de produção existentes, e mantendo a nossa produção em campos relativamente maduros. Também temos planos de exploração significativos nesta área.

Toda a nossa produção na Bacia de Campos acontece sob os termos de contratos de concessão.

Produção da Bacia de Campos

Em 2013 e 2014 instalamos diversos e grandes sistemas na Bacia de Campos. Os maiores sistemas foram a P-55 e a P-62, FPSOs com capacidade individual de 180 mbb/d de petróleo e 211,9 mmcf/d (6 mmm³/d) de gás natural, localizados nos módulos 3 e 4 do campo de Rocador na Bacia de Campos. Outro grande projeto foi a P-58, um FPSO com 180 mbb/d de petróleo e 211,9 milhões de mmcf/d (6 mmm³/d) de capacidade de gás natural localizado no campo de Parque das Baleias. O último grande projeto que está sendo desenvolvido na Bacia de Campos é o de Papa Terra, composto de duas unidades com uma capacidade combinada de 140 mbb/d de óleo e 35,3 mmcf/d (1 mmm³/d) de gás natural. Os nossos projetos em Rocador e Parque das Baleias são de propriedade e operados 100% pela Petrobras, enquanto em Papa Terra somos operadores e temos uma participação de 62,5%.

A maior parte de nossa produção na Bacia de Campos é de reservatórios do pós-sal, mas os reservatórios do pré-sal nessa 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. Em dezembro de 2014, a produção média mensal na área do pré-sal da Bacia de Campos foi de 260 mbb/d, o que representa um aumento de 60% em relação a dezembro de 2013. A nossa participação de óleo produzida nos reservatórios do pré-sal da Bacia de Campos é de 100%.

Com a instalação dessas unidades, esperamos que novos grandes projetos de desenvolvimento para a Bacia de Campos sejam concluídos, e que a maioria dos nossos projetos de desenvolvimento futuros incida sobre os projetos do pré-sal da Bacia de Santos.

Manutenção em Campos Maduros

Nós procuramos retardar o declínio natural dos campos maduros da Bacia de Campos através da melhoria da eficiência operacional dos nossos equipamentos e reservatórios por meio do nosso programa PROEF. Ao longo dos últimos anos, com base em métricas de eficiência estabelecidas no âmbito do programa PROEF, aumentamos a eficiência da Unidade Operacional da Bacia de Campos de 75,4% em 2013 para 79,7% em 2014, e a eficiência de nossa Unidade Operacional no Rio de Janeiro aumentou de 92,4% em 2013 para 95,4% em 2014. Em consequência dos nossos investimentos para aumento da eficiência, a produção em 2014 a partir dessas áreas foi de 104 mbb/d maior do que poderia ter sido. Para alcançar estes resultados, realizamos campanhas extensas e manutenção regular nas nossas plataformas, além de paradas programadas das unidades para melhorar o desempenho. Além disso, temos procedimentos de planejamento e gestão de recursos internos, como a padronização de equipamentos para facilitar a manutenção e a elaboração do inventário de *backup* para os equipamentos críticos, garantindo maior disponibilidade desses recursos.

Exploração

Em 31 de dezembro de 2014, nós tínhamos direitos sobre dez blocos exploratórios e dois planos exploratórios na Bacia de Campos, compreendendo um total de 3.398 km² (0,84 milhões de acres). Durante 2014, perfuramos um total de dez poços exploratórios (seis deles em reservatórios do pré-sal).

Bacia de Santos

A Bacia de Santos, que abrange cerca de 348.900 km² (86 milhões de acres) e está localizada ao lado e a sudoeste da Bacia de Campos, é uma das áreas de exploração e produção offshore mais promissoras do mundo. Desde a descoberta, em 2006, e com a primeira produção em 2009, nós aumentamos a produção de petróleo

mensal da área do pré-sal da Bacia de Santos para 406 mil bbl/d até o final do ano de 2014 (o que representa um aumento de 122% em relação a dezembro de 2013). Em 31 de dezembro de 2014, 26,9% e 38,9% do total de nossas reservas provadas de petróleo e gás natural no Brasil, respectivamente, vieram da Bacia de Santos.

Produção da Bacia de Santos

Estamos atualmente explorando e desenvolvendo a área do pré-sal da Bacia de Santos mediante os termos dos Contratos de Concessões, Contrato de Cessão Onerosa e Contrato de Partilha de Produção de Libra.

Contratos de Concessão

Em 2000 e 2001, nós e nossos parceiros adquirimos oito blocos no pré-sal da Bacia de Santos, por meio de leilão público nos termos de contratos de concessão. Em novembro de 2007, anunciamos a descoberta desta importante nova província, e começamos a produzir petróleo em maio de 2009, através de um Teste de Longa Duração (TLD) no bloco BMS-11 (ex-Tupi, agora Lula).

Em outubro de 2010, substituímos o TLD por um sistema de produção de longo prazo, o FPSO Cidade de Angra dos Reis. Em 2012, este FPSO atingiu sua capacidade máxima de 100 mbbbl/d, com quatro poços produtores conectados.

Em 2013 continuamos o desenvolvimento do pré-sal da Bacia de Santos, com duas unidades adicionais: o FPSO Cidade de São Paulo no campo Sapinhoá (anteriormente conhecido como Guará), com uma capacidade de produção de 120 mil bbl/d de petróleo e 176,6 milhões de mmcf/d (5 mmm³/d) de gás natural e do FPSO Cidade de Paraty, no campo de Lula na área de Lula Nordeste, com a mesma capacidade de produção do FPSO Cidade de São Paulo. Ambas as unidades atingiram sua capacidade máxima em 2014, cada uma com apenas quatro poços produtores conectados.

Em 2014, foram instalados dois sistemas adicionais: o FPSO Cidade de Mangaratiba no campo Lula em Iracema Norte, com uma capacidade de produção de 150 mil bbl/d de petróleo e 282,5 mmcf/d (8 mmm³/d) de gás natural e o FPSO Cidade de Ilhabela, na zona norte do campo de Sapinhoá, com uma capacidade de produção de 150 mil bbl/d de petróleo e 211,9 mmcf/d (6 mmm³/d) de gás natural. Em janeiro de 2015, esta primeira unidade estava produzindo 66.000 bbl/d, com apenas dois poços conectados e a segunda unidade estava produzindo 30.000 bbl/d de óleo através de um poço que está conectado desde novembro de 2014.

Continuamos a concentrar os nossos esforços na coleta de informações sobre as reservas do pré-sal através de TLDs e pilotos. Atualmente, temos duas unidades que podem executar os TLDs na área do pré-sal da Bacia de Santos, o FPSO Dynamic Producer e o FPSO Cidade de São Vicente. Em 2014, foram realizados TLDs em Lula Central, Lula Sul e Iara Oeste.

Também estamos testando tecnologias de perfuração para melhorar a eficiência e otimizar o projeto definitivo de plataformas de produção.

Nós reduzimos o tempo necessário para a perfuração e completação dos poços de produção no pré-sal da Bacia de Santos. Em 2014, perfuramos e completamos um poço na área de Lula/Iracema Sul com uma profundidade final de 5.450 metros em 92 dias.

Em 31 de dezembro de 2014, nós possuíamos direitos de exploração de um bloco e seis planos exploratórios na Bacia de Santos, que compreende 4.774 km² (1,6 milhões de acres), por meio de Contratos de Concessão.

Contrato de Cessão Onerosa

Nos termos do Contrato de Cessão Onerosa, adquirimos seis blocos e um bloco contingente que compreendem direitos para explorar, avaliar e produzir até cinco bilhões de boe na área do pré-sal da Bacia de Santos, e já declaramos comercialidade de todo volume dos seis blocos. Estamos desenvolvendo esses blocos de forma integrada com as áreas do pré-sal que já temos sob concessão. Após a declaração de comercialidade para estes seis blocos, iniciamos o processo de avaliação do Contrato de Cessão Onerosa com o governo federal brasileiro, e devolvemos o bloco contingente para o governo federal brasileiro. Para mais informações consulte Item 10 "Informações Adicionais - Contratos Relevantes - Contrato de Cessão Onerosa".

Em 2014, perfuramos nove poços localizados na área do Contrato de Cessão Onerosa. Ao longo dos próximos três anos, pretendemos continuar com nosso programa de exploração, e temos realizado um TLD no campo de Búzios desde março de 2015. Nos próximos anos pretendemos continuar com nosso programa de perfuração para adquirir dados de reservatório e desenvolver os campos na área do Contrato de Cessão Onerosa.

Em junho de 2014, o CNPE promulgou a Resolução Nº 1, que estabeleceu que a Petrobras poderia estar diretamente envolvida pelo governo federal brasileiro no âmbito de um acordo de partilha de produção para produzir o volume de petróleo, gás natural e hidrocarbonetos fluidos das áreas de Contrato de Cessão que excedam a produção máxima de cinco bilhões de boe originalmente acordada no âmbito do Contrato de Cessão Onerosa ou que possa ser negociada durante o processo de revisão. Este excesso de produção seria extraído das seguintes áreas reguladas pelo Contrato de Cessão Onerosa: (i) Búzios, (ii) Entorno de Iara; (iii) Florim e (iv) Nordeste de Tupi. Para mais informações consulte Item 10 "Informações Adicionais - Contratos Relevantes - Contrato de Cessão Onerosa - Produção Adicional nas Áreas de Contrato de Cessão Onerosa".

Contrato de Partilha de Produção

Em outubro de 2013, o consórcio liderado pela Petrobras (detendo uma participação de 40% e atuando como operador exclusivo da área), Shell (20% de participação), Total (20% de participação), CNPC (10% de participação) e CNOOC (10% de participação) recebeu os direitos e obrigações para operar o bloco Libra nas águas ultraprofundas da Bacia de Santos, no primeiro leilão de regime de partilha de produção realizado no Brasil. Através deste Contrato de Partilha de Produção, o consórcio recebeu direitos para explorar e produzir em uma área que compreende 1.547,76 km² (0,4 milhões de acres), com volumes recuperáveis estimados que variam de 8 a 12 bilhões de boe, de acordo com a ANP. A fase de exploração do bloco vai continuar até 02 de dezembro de 2017, e 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. Em fevereiro de 2015, o consórcio concluiu a perfuração e testes do primeiro poço. Este poço está localizado a quatro quilômetros do poço pioneiro. Os resultados da perfuração confirmaram a presença de uma coluna de óleo de aproximadamente 290 metros e reservatórios de carbonato de elevada porosidade e permeabilidade. Os dois testes de produção, realizados em duas zonas diferentes, confirmaram a alta produtividade e qualidade do óleo desses reservatórios. Para mais informações consulte Item 10 "Informações Adicionais - Contratos Relevantes - Contrato de Partilha de Produção".

Exploração

Continuamos a explorar a área do pré-sal da Bacia de Santos. Em 2014, perfuramos oito poços exploratórios, incluindo sete na área do pré-sal, e fizemos várias descobertas de petróleo nas áreas de Florim 2, Entorno de Iara 2 e 3, Júpiter e Apollonia NW1 LIBRA. Nós também declaramos a comercialidade dos novos campos exploratórios Sul de Sapinhoá, Sépia, Itapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Berbigão, Norte de Sururu, Sul de Sururu, Sururu, Oeste de Atapu, e Atapu, com volume recuperável total estimado de mais de 6,2 bilhões de barris de petróleo.

Projetos da Bacia de Santos

A principal fonte de nosso crescimento de produção esperado para o futuro será a partir da área do pós-sal da Bacia de Santos. Atualmente, temos 16 grandes projetos contratados que estão previstos para serem instalados nesta área nos próximos anos. Destes, seis estão na área de Contrato de Cessão Onerosa (Búzios 1, Búzios 2, Búzios 3, Búzios 4, Sépia e Entorno de Iara). Os seguintes FPSOs estão sendo construídos atualmente:

Campo	Tipo de Unidade	Unidade de Produção	Capacidade Nominal de Petróleo (bbl/d)	Capacidade Nominal de Gás Natural (mmcf/d)	Lâmina D'Água (metros)
Iracema Norte	FPSO	Cidade de Itaguaí	150.000	282,5	2.100
Lula Alto	FPSO	Cidade de Maricá	150.000	211,9	2.100
Lula Central	FPSO	Cidade de Saquarema	150.000	211,9	2.100
Lula Sul	FPSO	P - 66	150.000	211,9	2.100
Búzios 1	FPSO	P - 74	150.000	247,2	2.100
Lapa	FPSO	Cidade de Caraguatatuba	100.000	176,6	2.100
Lula Norte.....	FPSO	P - 67	150.000	211,9	2.100
Búzios 2	FPSO	P - 75	150.000	247,2	2.100
Lula Extremo Sul.....	FPSO	P - 68	150.000	211,9	2.100
Atapu Norte.....	FPSO	P - 69	150.000	211,9	2.100
Búzios 3	FPSO	P - 76	150.000	247,2	2.100
Atapu Sul	FPSO	P - 70	150.000	211,9	2.100
Búzios 4	FPSO	P - 77	150.000	247,2	2.100
Itapu	FPSO	P - 72	150.000	211,9	2.100
Berbigão	FPSO	P - 71	150.000	211,9	2.100
Búzios 6	FPSO	P - 73	150.000	211,9	2.100

Estamos também desenvolvendo os campos do pós-sal na Bacia de Santos. O FPSO Cidade de Itajaí em Bauna (anteriormente Tiro e Sidon) começou a operar em fevereiro de 2013. Esse FPSO tem capacidade para processar até 80 mil bbl/d de petróleo e 70,6 milhões de mmcf/d (2 mmm³/d) de gás natural.

Bacia do Espírito Santo

De 2000 a 2007, fizemos importantes descobertas nos campos de Golfinho, Camarupim e Camarupim Norte. Em 2014, fizemos descobertas adicionais na área do pós-sal da Bacia do Espírito Santo, inclusive em Tanganika, Brigadeiro e Lontra.

Em 2014, produzimos petróleo a partir de 42 campos a uma taxa média de 51,6 mbbbl/d, e nossa produção média diária de gás natural foi de 154,1 mmcf/d (4,1 mmm³/d). As reservas provadas de petróleo e de gás natural na Bacia do Espírito Santo representaram 0,6% e 3,3% em 2014 do total de nossas reservas provadas no Brasil, respectivamente.

Em 31 de dezembro de 2014, nós possuíamos direitos de exploração de 17 blocos (6 em terra e 11 no mar), e 6 planos de exploração (1 onshore e 5 offshore), compreendendo um total de 6,334.51 km² (1,53 milhões de acres) na Bacia do Espírito Santo.

Em 2014, o nosso programa PROEF foi implementado na Bacia do Espírito Santo para melhorar a nossa eficiência operacional. Nós aumentamos a eficiência das unidades offshore da unidade operacional da Bacia do Espírito Santo para 92,9% em 2014 (comparado a um objetivo de eficiência de 88,3%). Em consequência do nosso esforço, a produção em 2014 nesta área foi 52 mbbbl/d maior do que poderia ter sido.

Bacia Sergipe - Alagoas

A Bacia Sergipe-Alagoas é uma das nossas mais antigas bacias de produção em terra e de águas rasas e uma de nossas novas fronteiras de exploração offshore. Em 2014, nós tínhamos reservas provadas de petróleo e gás natural na Bacia de Sergipe - Alagoas que representavam 1,4% e 2,0% do total de nossas reservas provadas no Brasil, respectivamente. Nosso nível de produção agregado, na Bacia de Sergipe - Alagoas foi de 49,4 mbbbl/d de óleo e 73,8 milhões de mmcf/d (2,0 mmm³/d) de gás natural, em grande parte, a partir de campos terrestres.

Nossos esforços de exploração em águas ultraprofundas na Bacia Sergipe-Alagoas levaram a uma série de novas descobertas. Durante 2014, nós fizemos descobertas de petróleo e gás nas áreas informalmente conhecidas como Muriú, Moita Bonita, Farfan, Cumbe e Barra - 1, todas a cerca de 100 km da costa de Aracaju. Em 31 de dezembro de 2014, nós possuíamos direitos de exploração de um bloco e sete planos de exploração nesta bacia, que compreende 5.917 km² (1,4 milhões de acres).

Outras Bacias

Nós produzimos hidrocarbonetos e possuímos áreas de exploração em 20 outras bacias no Brasil. Como a nossa produção em terra é principalmente em campos maduros, pretendemos manter e aumentar ligeiramente a produção destes campos no futuro usando métodos de recuperação avançados. Em 2014, a produção dessas outras bacias ascendeu a 160,9 mbbbl/d de petróleo e 311,2 mmcf/d (8,2 mmm³/d) de gás natural.

O maior potencial para o sucesso exploratório dentro de nossas outras bacias é na margem equatorial e *offshore* no sul da Bahia.

Recursos Críticos em Exploração e Produção

Nós procuramos desenvolver e reter os recursos críticos necessários para atender às nossas metas de produção. As plataformas de perfuração são um recurso importante para nossas operações de exploração e produção e será necessário um tempo de espera substancial quando a expansão da frota for necessária. Quando descobrimos o pré-sal, em 2006, nossas atividades na qualidade de operadores foram limitadas pela falta de equipamentos, mas nossos esforços subsequentes para o arrendamento de equipamentos adicionais eliminaram essa restrição. Enquanto em 2008 tínhamos apenas três sondas capazes de perfurar em águas com profundidade superior a 2.000 metros (6.560 pés), em 31 de dezembro de 2014 tínhamos 39. Além dessas plataformas, nós contratamos outras três para começar a operar no primeiro semestre de 2015, incluindo duas na área de Libra. Agora temos equipamentos suficientes para atender nossas metas de produção a longo prazo, e nós vamos continuar a avaliar os nossos requisitos de perfuração e ajustar o tamanho da nossa frota, conforme necessário.

Além do arrendamento das plataformas adicionais que estão agora operando no Brasil, todas construídas internacionalmente, trabalhamos desde 2008 no desenvolvimento da capacidade de construção de plataformas de perfuração no Brasil. Firmamos contratos para a construção de plataformas adicionais a serem construídas no Brasil para atender às nossas necessidades de longo prazo e satisfazer as exigências de conteúdo local do Brasil, nos termos esperados nos Contratos de Partilha de Produção, no Contrato de Cessão Onerosa e nos Contratos de Concessão obtidos em rodadas posteriores de licitações de exploração no Brasil. Os contratos para os equipamentos construídos localmente foram concedidos à Sete Brasil S.A. (Sete BR), uma empresa brasileira na qual a Petrobras detém uma participação de 5%.

Unidades de Perfuração em Uso por Exploração e Produção em 31 de dezembro de

	2014		2013		2012	
	Arrendada	Própria	Arrendada	Própria	Arrendada	Própria
Onshore.....	16	10	12	10	24	11
Offshore, por lâmina d'água	55	6	61	7	65	9
Plataformas Auto-Elevatórias	-	2	-	3	-	5
Plataformas Flutuantes:	55	4	61	4	65	4
500 a 999 metros, por lâmina d'água	2	2	4	2	6	2
1000 a 1999 metros, por lâmina d'água	14	2	17	2	19	2
2000 a 3200 metros, por lâmina d'água	39	-	40	-	40	-

A fim de avançar nos planos de exploração e produção, precisamos também garantir um número de embarcações especializadas para conectar poços aos FPSOs e para construção submarina. No passado passamos por escassez de PLSVs, mas atualmente possuímos embarcações especializadas, com capacidade suficiente para atender às nossas necessidades.

Refino, Transporte e Comercialização

Principais estatísticas de Refino, Transporte e Comercialização

	2014	2013	2012
	(U.S.\$ milhões)		
Refino, Transporte e Comercialização:			
Receitas de Vendas	112.320	111.665	116.826
Lucro (Prejuízo) antes dos impostos	(22.983)	(12.401)	(17.700)
Ativos imobilizados.....	49.662	66.552	63.822
Despesas de capital e investimentos.....	7.778	14.243	14.745

Nós somos uma empresa integrada líder em *market share* no mercado doméstico. Possuímos e operamos 13 refinarias no Brasil (incluindo Abreu e Lima - RNEST, que passou a operar em Dezembro de 2014), com uma capacidade de destilação total líquida de 2.176 mbb/d, e somos um dos maiores refinadores do mundo. Em 31 de dezembro de 2014, operávamos substancialmente toda a capacidade de refino do Brasil. Nós fornecemos quase toda a necessidade de produtos refinados a terceiros atacadistas, exportadores e empresas petroquímicas, além de atender às necessidades de nosso segmento de distribuição. Nós operamos uma grande e complexa infraestrutura de dutos, terminais e uma frota de transporte para o transporte de derivados de petróleo e petróleo para o mercado doméstico e para exportação. A maioria de nossas refinarias está localizada perto de nossos dutos de petróleo, instalações de armazenagem, dutos de produtos refinados e principais instalações petroquímicas, facilitando o acesso ao abastecimento de petróleo e aos usuários finais.

De 2010 a 2012, o mercado brasileiro foi caracterizado por elevadas 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 de petróleo nacional cresceu mais rapidamente do que a nossa produção de petróleo, deixamos de ser um exportador líquido de petróleo e derivados e passamos a ser um importador líquido. Desde 2013, a taxa de crescimento nacional de consumo de derivados de petróleo diminuiu, principalmente de diesel, em consequência da desaceleração econômica brasileira. A taxa de crescimento de 21% durante este período para as vendas de óleo combustível foi uma exceção, resultante, principalmente, do aumento do consumo termelétrico.

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

Nós participamos de operações de refino, transporte e comercialização no exterior por meio do nosso segmento de negócios internacionais. Para mais informações consulte "- International".

Refino

Nossa capacidade de destilação de petróleo no Brasil em 31 de dezembro de 2014, era de 2.176 mbb/d e nossa produção média durante 2014 foi de 2.106 mbb/d.

A tabela a seguir mostra a capacidade instalada de nossas refinarias brasileiras em 31 de dezembro de 2014, e as médias diárias de produção de nossas refinarias no Brasil em 2014, 2013 e 2012.

Capacidade e Produção Média das Refinarias					
Nome (Nome Alternativo)	Localização	Capacidade de destilação de petróleo em 31 de dezembro de 2014 (mbbl/d)	Produção média*		
			2014	2013	2012
			(mbbl/d)		
LUBNOR	Fortaleza (CE)	8	9	8	8
RECAP (Capuava)	Capuava (SP)	53	54	53	53
REDUC (Duque de Caxias)	Duque de Caxias (RJ)	239	271	282	263
REFAP (Alberto Pasqualini)	Canoas (RS)	201	192	197	154
REGAP (Gabriel Passos)	Betim (MG)	157	158	150	145
REMAN (Isaac Sabbá)	Manaus (AM)	46	44	42	38
REPAR (Presidente Getúlio Vargas)	Araucária (PR)	208	204	194	199
REPLAN (Paulínia)	Paulínia (SP)	415	408	421	387
	São Jose dos				
REVAP (Henrique Lage)	Campos (SP)	252	262	234	248
RLAM (Landulpho Alves)	Mataripe (BA)	315	287	279	239
RPBC (Presidente Bernardes)	Cubatão (SP)	170	177	177	172
RPCC (Potiguar Clara Camarão)	Guamaré (RN)	38	38	37	37
RNEST (Abreu e Lima)	Ipojuca (PE)	74	3	-	-
Produção Média de Petróleo		2.176	2.065	2.029	1.898
Produção Média de GNL		-	41	45	46
Produção Média		-	2.106	2.074	1.944

* Considerar processamento de óleo e GNL (matéria - prima)

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

- Melhorar a qualidade da gasolina e do diesel para cumprir regulamentos ambientais mais rigorosos;
- Aumentar a flexibilidade para processar mais petróleo brasileiro, especialmente das áreas do pré-sal, aproveitando os diferenciais de preços do óleo bruto leve/pesado;
- Aumentar a conversão de resíduos; e
- Reduzir o impacto ambiental de nossas operações de refino.

Em 2014, investimos um total de US\$ 1,5 bilhão em nossas refinarias (excluindo RNEST), dos quais US\$ 712 milhões foram investidos em unidades de hidrotreamento necessárias para melhorar a qualidade do nosso óleo diesel e gasolina.

Os nossos esforços de modernização para atender às normas mais estritas (como o diesel S-10 e gasolina S-50) e melhorar as instalações de nossas refinarias existentes começaram em 2005 e foram praticamente concluídos. Em 2015, esperamos finalizar a construção da unidade de hidrotreamento de diesel da RPBC.

Principais Projetos de Refino

Em dezembro de 2014, a primeira unidade de refino da refinaria Abreu e Lima-RNEST iniciou a produção de combustível com capacidade parcial de 74 mbb/d. A RNEST está localizada no nordeste do Brasil e foi projetada para processar 115 mbb/d de petróleo para produzir diesel com baixo teor de enxofre (10 ppm), bem como GLP, nafta, óleo combustível para navios e coque de petróleo.

Principais Projetos Suspensos de Refino

Mudanças recentes em nosso contexto empresarial e o impacto da investigação Lava-Jato exigiu uma revisão das nossas perspectivas futuras e, finalmente, levou à redução no ritmo de nossos dispêndios de capital. Em consequência disso, nossa administração adiou por um período prolongado de tempo a conclusão dos seguintes projetos de refino: (i) Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro- Comperj; e (ii) a segunda unidade de refino da RNEST. Reconhecemos perdas por *impairment* para o ano fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2014 de US\$ 11,7 bilhões. Para mais informações, consulte Notas 3.3 e 14 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Além disso, em janeiro de 2015, nosso Conselho de Administração decidiu não avançar com a construção de duas novas refinarias no Nordeste do Brasil (Premium I e Premium II), porque os pressupostos e condições do nosso Plano 2014 - 2018 não foram cumpridos. Nós demos baixa em nossas demonstrações financeiras para o ano fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2014, de US\$ 1,24 bilhão devido ao cancelamento desses projetos. Veja a Nota 12.4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Produção Doméstica de Derivados de Petróleo e Volumes de Vendas Consolidadas

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

Produção Doméstica de Derivados de Petróleo: Operações de Refino e Comercialização, mbb/d(1)			
	2014	2013	2012
Diesel	853	850	782
Gasolina	494	491	438
Óleo Combustível	286	255	238
Nafta	85	90	106
GLP	130	137	143
Combustível de Aviação.....	105	96	93
Outros.....	217	206	196
Total Produção Doméstica de Derivados de Petróleo	2.170	2.124	1.997
Capacidade instalada(2).....	2.176	2.102	2.018
Utilização de destilação de bruto %(3)	98	97	94
Petróleo Doméstico como % de total de matéria prima processada.....	82	82	82

(1) Volumes de rendimento são maiores do que os volumes de produção em consequência de ganhos durante o processo de refino

(2) A capacidade instalada em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012.

(3) A utilização da destilação de petróleo considera a capacidade instalada média, em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012.

Volumes de Vendas Consolidados, mbb/d			
	2014	2013	2012
Diesel.....	1.001	984	937
Gasolina.....	620	590	570
Óleo Combustível.....	119	98	84
Nafta.....	163	171	165
GLP.....	235	231	224
Combustível de Aviação.....	110	106	106
Outros.....	210	203	199
Total derivados de petróleo.....	2.458	2.383	2.285
Etanol, fertilizantes nitrogênio, renováveis e outros produtos.....	99	91	83
Gás Natural.....	446	409	357
Total mercado nacional.....	3.003	2.883	2.725
Exportações.....	393	395	554
Vendas internacionais.....	571	514	506
Total mercado internacional.....	964	909	1.060
Total volumes de vendas.....	3.967	3.792	3.785

Compromissos de Entrega

Nós vendemos o petróleo por meio de contratos de longo prazo e contratos spot. Os nossos contratos de longo prazo especificam a entrega de quantidades fixas e determináveis, sujeito a uma negociação de preços com terceiros em uma base para cada entrega. Estamos comprometidos por meio de contratos de longo prazo em fornecer um total de cerca de 200 mbb/d de petróleo em 2015. Acreditamos que nossas reservas provadas nacionais serão suficientes para nos permitir continuar a entregar todos os volumes contratados. Para 2015, aproximadamente 40% do nosso petróleo exportado estarão empenhados para atender os nossos compromissos de entrega contratuais a terceiros.

Importações e Exportações

A nossa importação e exportação de produtos derivados de petróleo depende de nosso rendimento na refinaria e dos níveis de demanda no Brasil. Grande parte do petróleo que produzimos no Brasil é do tipo pesado ou intermediário. Nós importamos algum petróleo leve para equilibrar o mix de nossas refinarias e para exportar petróleo mais pesado de nossa produção no Brasil. 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 derivados de petróleo no Brasil aumentou rapidamente entre 2010 e 2012, a uma média de 7,9% ao ano. De 2010 a 2012, nós suprimos este crescimento na demanda principalmente por meio do aumento das importações, uma vez que nossa capacidade de refino foi insuficiente para atender à demanda crescente. Apesar das taxas mais lentas de crescimento do consumo de derivados de petróleo em 2013 e 2014, ainda somos um importador líquido de derivados de petróleo.

Em 2014, devido aos resultados positivos dos investimentos de modernização, nossas refinarias brasileiras expandiram a produção em 2,1%, enquanto o consumo aumentou 2,7%. Isto levou a um aumento das importações de derivados de petróleo em relação a 2013.

Nós exportamos derivados de petróleo que nossas refinarias produzem além da demanda do mercado brasileiro, que é em grande parte constituído de óleo combustível.

A tabela abaixo mostra as nossas exportações e importações de petróleo e derivados de petróleo em 2014, 2013 e 2012:

Exportações e importações de petróleo e derivados de petróleo, mbb/d			
	2014	2013	2012
Exportações			
Petróleo	232	207	364
Óleo combustível (inclui bunker)	128	151	153
Gasolina	0	0	1
Outros.....	30	35	30
Total exportações	390	393	548
Importações			
Petróleo	392	404	346
Diesel	185	174	190
GLP	70	63	53
Gasolina	41	32	87
Nafta.....	88	83	58
Outros.....	29	37	45
Total importações	805	793	779

Logística e Infraestruturas de Petróleo e Derivados de Petróleo

Nós possuímos e operamos uma extensa rede de dutos de petróleo e produtos derivados de petróleo no Brasil que conectam nossos terminais, refinarias e outros pontos de distribuição primária. Em 31 de dezembro de 2014, nossos oleodutos onshore e offshore, de petróleo e derivados de petróleo se estenderam por 20.913 km (12.998 milhas). Nós operamos 28 terminais de armazenamento marítimo e 21 outros depósitos de petróleo com capacidade de armazenamento nominal agregado de 64 mmbbl. Nossos terminais marítimos atendem uma média de 10.595 petroleiros e barcaças por ano.

Operamos uma frota de navios próprios e afretados. Estas embarcações fornecem serviços de transporte entre as nossas bacias produtoras na costa do Brasil e o continente brasileiro, e transporte para outras partes da América do Sul e internacionalmente. A frota inclui navios de casco duplo, que operam internacionalmente onde exigidos, e navios de casco simples, que operam apenas no Brasil. Estamos aumentando nossa frota de embarcações próprias para substituir navios mais antigos e diminuir a nossa dependência dos navios afretados. As renovações incluirão a substituição de petroleiros de casco simples por navios de casco duplo e a substituição de embarcações que se aproximam do fim dos seus 25 anos de vida útil. Nossa estratégia de longo prazo continua a centrar-se na flexibilidade proporcionada pela operação de uma combinação de embarcações próprias e afretadas.

Dois novos navios petroleiros foram entregues à Transpetro em 2014. Nós planejamos ter mais 37 navios entregues no futuro, todos a serem construídos em estaleiros brasileiros.

A tabela abaixo mostra nossa frota operacional e embarcações contratadas a partir de 31 de dezembro de 2014.

Embarcações próprias e arrendadas em operação e em contratos de construção em 31 de dezembro de 2014				
	Em Operação		Sob Contrato/Construção	
	Quantidade	Capacidade em Tonelada Bruta	Quantidade	Capacidade em Tonelada Bruta
Frota Própria:				
Petroleiros	48	4.034.223	29	2.928.135
Navios Transporte GLP	5	35.653	8	42.000
Rebocador Lançador de Âncora (AHTS)	1	1.920	–	–
Total	54	4.071.796	37	2.970.135
Frota Arrendada:				
Petroleiros	171	17.352.452	–	–
Navios Transporte GLP	32	656.029	–	–
Total	203	18.008.481	–	–

Petroquímica

Nossas operações petroquímicas propoçionam uma saída para os nossos volumes crescentes de produção de gás e outros produtos refinados, o que aumenta o seu valor fornecendo um substituto para os produtos importados. Nossa estratégia é atuar de forma integrada aos demais negócios da Petrobras, de preferência por meio de parcerias com outras empresas.

Nós temos operações petroquímicas com as seguintes subsidiárias, joint ventures, operações em conjunto e empresas coligadas:

	mmt/aa (Capacidade Nominal)	Participação Petrobras (%)
Braskem(1):		
Etileno	3,95	
Polietileno	3,03	36,20
Polipropileno	3,99	
DETEN Química S.A.:		
LAB(1)	0,22	
LABSA(1)	0,12	27,88
METANOR S.A./COPENOR S.A. (2):		
Metanol	0,08	
Formaldeído	0,09	34,54
Hexamina	0,01	
FCC Fábrica Carioca de Catalisadores S.A.:		
Catalizadores	0,04	
Aditivos	0,01	50,00
COMPLEXO PETROQUÍMICASUAPE (3):		
Ácido Tereftálico Purificado - PTA	0,70	
Politereftalato de etileno - PET	0,45	100,00
Polímeros e fio contínuo de poliéster	0,24	
PETROCOQUE S.A.:		
Coque Calcinado de Petróleo	0,50	50,00

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

(2) Coopenor S.A. é uma subsidiária da Metanor S.A.

(3) A unidade PTA iniciou suas operações em janeiro de 2013 e a unidade de PET iniciou suas operações em agosto de 2014.

Os nossos investimentos em companhias petroquímicas equivalem a US\$ 1,8 bilhão e o maior investimento é na Braskem S.A. (Braskem), maior companhia petroquímica do Brasil.

Nós também reconhecemos perdas por *impairment* para o ano fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2014 de US\$ 1,1 bilhão com relação ao complexo Petroquímico de Suape, principalmente atribuíveis a mudanças nas premissas de mercado e previsões resultantes de uma diminuição da atividade econômica, uma redução na difusão de produtos petroquímicos no mercado internacional e modificações nos regulamentos fiscais. Para mais informações, ver Nota 14 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Nossa administração também decidiu que não irá participar na construção de projetos petroquímicos que estavam sob avaliação ou em várias fases de engenharia ou projeto: (i) Aromáticos, MDI e Policarbonatos, todos projetos localizados no Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro - Comperj e (ii) Companhia de Coque de Petróleo Calcinado - Coquepar.

Em agosto de 2013, a Petrobras firmou um acordo para vender 100% de sua participação acionária na Petroquímica Innova S.A. para a Videolar S.A. e a seu acionista majoritário por US\$ 369 milhões. Essa operação foi concluída em outubro de 2014, após a aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE).

Distribuição

Principais Estatísticas de Distribuição			
	2014	2013	2012
		(U.S.\$ milhões)	
Distribuição:			
Receitas de Vendas	41.729	40.023	40.596
Lucro (Prejuízo) antes dos impostos	760	1.306	1.387
Ativos imobilizados	2.284	2.350	2.374
Despesas de capital e investimentos.....	446	514	666

Somos o principal distribuidor de derivados de petróleo do Brasil, operando por meio da nossa própria rede de varejo, através de nossos canais próprios de venda por atacado, e através do fornecimento de outros varejistas e atacadistas de combustíveis. Nosso segmento de Distribuição vende derivados de petróleo que são produzidos principalmente pelo nosso segmento de Refino, Transporte e Comercialização, ou RTM, e trabalha para expandir o mercado interno de derivados de petróleo e de outros combustíveis, incluindo o GLP, o etanol e o biodiesel.

O foco do nosso segmento de Distribuição é:

- Liderar o mercado de distribuição doméstica de derivados de petróleo e biocombustíveis, aumentando nossa participação no mercado e nosso lucro por meio de uma cadeia de suprimentos integrada; e
- Ser a marca preferida dos nossos consumidores, preservando e promovendo a responsabilidade social e ambiental.

Nós abastecemos e operamos a Petrobras Distribuidora, que responde por 37,9% do total do mercado de distribuição de varejo e atacado brasileiro. A Petrobras Distribuidora comercializa derivados de petróleo, etanol, biodiesel e gás natural a clientes varejistas, comerciais e industriais. Em 2014, a Petrobras Distribuidora vendeu o equivalente a 988,9 mbb/d de petróleo e de outros combustíveis a clientes de atacado e varejo, dos quais a maior parte (41,1%) foi diesel.

Em 31 de dezembro de 2014, nossa rede de postos da Petrobras Distribuidora foi líder no varejo do Brasil, com 7.931 postos, ou 20% dos postos no Brasil. A Petrobras Distribuidora é proprietária e franqueadora de postos que representaram 29,7% das vendas no varejo do Brasil de diesel, gasolina, etanol, gás natural veicular e lubrificantes em 2014.

A maioria dos postos da Petrobras Distribuidora é de propriedade de franqueados que usam o nome da marca Petrobras Distribuidora sob licença e compram exclusivamente de nós; a Petrobras também fornece suporte técnico, treinamento e publicidade aos franqueados. Nós somos proprietários de 1.060 postos da Petrobras Distribuidora e somos obrigados por lei a subcontratar a operação desses postos a terceiros. Acreditamos que nossa participação no mercado está apoiada por uma imagem forte da marca Petrobras Distribuidora e pela remodelação dos postos e acréscimo de centros de lubrificação e lojas de conveniência.

Nossa distribuição no atacado de produtos derivados de petróleo e biocombustíveis sob a marca Petrobras Distribuidora a clientes comerciais e industriais responde por 57,1% do mercado atacadista total brasileiro. Nossos clientes incluem aviação, transporte e empresas industriais, bem como serviços públicos e entidades governamentais.

Nosso negócio de distribuição de GLP - Liquigas Distribuidora - detinha uma participação de mercado de 22,5% e ficou em segundo lugar em vendas de GLP no Brasil em 2014, de acordo com a ANP.

Nós participamos do setor de varejo em outros países da América do Sul por meio do nosso segmento de negócios internacionais. Para mais informações consulte "- International".

Gás e Energia

	Principais Estatísticas de Gás e Energia		
	2014	2013	2012
		(U.S.\$ milhões)	
Gás e Energia:			
Receitas de Vendas.....	17.882	14.017	11.803
Lucro (prejuízo) antes de impostos.....	(553)	921	1.277
Ativos imobilizados.....	22.126	20.882	21.585
Despesas de capital e investimentos.....	2.545	2.716	2.113

Nosso segmento de Gás e Energia compreende o transporte a 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 energia solar, eólica e fontes hidrelétricas de pequena escala.

O foco do nosso segmento de Gás e Energia é:

- Agregar valor ao monetizar 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 as nossas capacidades de fornecimento de gás natural e de geração de energia, juntamente com a expansão de nossas atividades de comercialização de energia elétrica; e
- Agregar valor ao gás natural através do processamento químico, priorizando fertilizantes nitrogenados e outros produtos de valor agregado.

Em consequência de nossos esforços para desenvolver o mercado, o gás natural em 2013 forneceu 12,8% do total das necessidades de energia do Brasil, em comparação com 3,7% em 1998, e é esperado abastecer 14,2% do total das necessidades de energia do Brasil em 2023, de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética, uma filial do Ministério de Minas e Energia do Brasil.

Gás Natural

Nós 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.

Nosso volume de vendas de gás natural para clientes industriais, geração de energia elétrica por gás, consumidores comerciais e varejistas em 2014 foi de 70,5 mmm³/d, o que representa um aumento de 10% em relação a 2013. Este aumento é atribuível ao aumento do consumo pela indústria de geração de energia em 20% de 2013 a 2014 devido à baixa quantidade de chuvas, que reduziu os níveis de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas brasileiras. O consumo de gás natural por refinarias e fábricas de fertilizantes aumentou 12%.

Em consequência de um programa de desenvolvimento de infraestrutura plurianual em redes de gasodutos que foi concluído 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 principais campos

produtores de gás natural offshore nas bacias de Santos, Campos e Espírito Santo, bem como de três terminais de GNL, e um gasoduto de conexão com a Bolívia.

Atualmente, nossa rede de gasodutos de gás natural se estende por mais de 9.190 km. Em 2014, investimos US\$ 207 milhões em nossa infraestrutura de gás natural, e em 2015, planejamos investir (i) na construção de dois dutos de escoamento de gás que ligam nossos campos produtores de gás natural do pré-sal ao Terminal de Cabiúnas e à planta de processamento do Comperj; (ii) a ampliação da capacidade de processamento de gás natural do Terminal de Cabiúnas, a fim de receber até 459 mmcf/d (13 mmm³/d) com a expectativa de aumentar a produção de gás natural associado de reservatórios do pré-sal na Bacia de Santos, e (iii) o desenvolvimento de uma planta de processamento de gás natural, com uma capacidade de 742 mmcf/d (21 mmm³/d), localizada no complexo petroquímico do Comperj, também relacionado aos reservatórios do pré-sal na Bacia de Santos. A expansão do Terminal de Cabiúnas deverá estar plenamente operacional até janeiro de 2016 e a planta de processamento de gás natural do Comperj (que é um projeto específico que não foi sujeito a qualquer *impairment* e está programada para iniciar as operações até outubro de 2017.

Nós também possuímos e operamos três terminais flexíveis de GNL utilizando três FSRUs (Floating Storage e Regasification Units), uma na Baía de Guanabara (Rio de Janeiro), com capacidade de envio de 706 mmcf/d (20 mmm³/d), outro em Pecém (Ceará) no Nordeste do Brasil, com uma capacidade de entrega de 247 mmcf/d (7 mmm³/d) e a última localizada na Baía de Todos os Santos (Bahia), com uma capacidade de entrega de 494 mmcf/d (14 mmm³/d).

Em 2014, nós realizamos 114 operações de compra de carga, 99 das quais foram recebidas no Brasil (incluindo duas cargas exportadas posteriormente) e 15 diretamente revendidas no exterior.

Nós também possuímos e operamos quatro instalações de processamento de gás natural. Duas delas, Sul Capixaba e Cacimbas, localizadas no estado do Espírito Santo, têm capacidade para processar 2.5 mmm³/d e 16 mmm³/d de gás natural, respectivamente, e são projetadas para processar gás natural da Bacia de Campos. A planta de Caraguatatuba, localizada no estado de São Paulo, tem capacidade para processar 20 mmm³/d de gás natural, e é projetada para processar gás natural das áreas do pós-sal e pré-sal da Bacia de Santos. A planta TECAB, localizada no estado do Rio de Janeiro, tem capacidade para processar 24 mmm³/d de gás natural da Bacia de Campos e do pré-sal da Bacia de Santos.

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



Temos participações que variam de 24% a 100% em 20 das 27 empresas locais de distribuição de gás do Brasil. Tivemos participação societária líquida de aproximadamente 23,5% no combinado de 2,401.4 mmcf/d (68 mm³/d) de gás natural distribuído por empresas locais de distribuição do Brasil em 2014.

De acordo com nossas estimativas, as nossas três principais empresas, a CEG Rio, Bahiagás e Petrobras Distribuidora, são a terceira, quinta e sexta maiores empresas distribuidoras de gás no Brasil. Estas empresas, juntamente com distribuidores independentes Comgás e CEG, abastecem 64% do mercado brasileiro.

Em outubro de 2014, vendemos nossa participação acionária de 40% na Gasmig, a empresa de distribuição local de gás do Estado de Minas Gerais, o que representa uma redução de 2% da nossa participação societária líquida do gás natural distribuído no Brasil em comparação a 2013.

Principais Empresas Locais de Distribuição de Gás Natural

Nome	Estado	Participação do Grupo %	Venda Média de Gás em 2014 (mmm ³ /d)	Clientes(1)
CEG RIO	Rio de Janeiro	37,41	10,5	46.053
BAHIAGAS.....	Bahia	41,50	3,8	31.555
PETROBRAS DISTRIBUIDORA	Espírito Santo	100,00	3,5	31.251
COPERGAS.....	Pernambuco	41,50	3,2	16.225

(1) Unidades de habitações domiciliares e indústrias por empresas locais de distribuição de gás.

A tabela abaixo mostra as fontes do nosso abastecimento de gás natural, nossas vendas e consumo interno de gás natural, e as 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

	2014	2013	2012
Fontes de fornecimento de Gás Natural			
Produção Doméstica	43,2	40,8	39,5
Importado da Bolívia	32,9	30,5	27,0
GNL.....	20,0	14,5	8,4
Total de fornecimento do Gás Natural	<u>96,1</u>	<u>85,9</u>	<u>74,9</u>
Vendas de Gás Natural			
Vendas a empresas locais de Distribuição de Gás (1).....	38,9	38,6	39,3
Vendas para termoeletricas a Gás.....	31,6	26,0	16,6
Total de Vendas de Gás Natural.....	<u>70,5</u>	<u>64,6</u>	<u>55,9</u>
Consumo Interno (refinarias, fertilizante e termoeletricas a Gás)(2).....	25,6	20,8	18,5
Receitas (U.S.\$ bilhões)(3).....	9,8	9,0	8,1

(1) Inclui vendas a empresas locais de distribuição de gás nas quais temos uma participação societária.

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

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

Compromissos de Longo Prazo de Gás Natural

Quando começamos a construção do gasoduto Bolívia - Brasil, em 1996, nós firmamos um Acordo de Fornecimento de Gás a longo prazo, ou AFG, com a empresa estatal boliviana Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, ou YPFB, para adquirir determinados volumes mínimos de gás natural a preços vinculados ao preço do óleo combustível internacional até 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 AFG, que prevê pagamentos adicionais anuais para a YPFB para líquidos contidos no gás natural comprado pela Petrobras por meio do AFG. Até 18 de agosto de 2014, a Petrobras havia pago todas as obrigações devidas para 2007, mas a YPFB não tinha então cumprido o precedente necessário para receber pagamentos adicionais para os anos após 2007.

Depois de mais de dois anos de negociações, em 18 de agosto de 2014, a Petrobras e a YPFB chegaram a um acordo e liquidaram as disputas contratuais relativas a vários aspectos do AFG, incluindo aquelas relacionadas ao pagamento dos líquidos contidos no gás natural fornecido pela YPFB nos termos da quarta alteração do AFG, que foi formalmente terminado em 1º de janeiro de 2014. Em consequência desse acordo, a Petrobras se compromete a pagar um montante fixo líquido à YPFB de US\$ 438 milhões, principalmente para os líquidos contidos no gás natural comprado pela Petrobras a partir de 2008 a 2013. O efeito econômico líquido deste acordo

com a YPFB gerou um fluxo de caixa líquido positivo para a Petrobras de US\$ 319,78 milhões em 28 de fevereiro de 2015 e que irá gerar um valor presente líquido esperado de US\$ 566,15 milhões em dezembro de 2016. Nós também chegamos a um acordo que prevê o fornecimento de gás natural para a usina termelétrica de Cuiabá (UTE Cuiabá), atualmente sendo arrendada por nós, para facilitar as operações até 31 de dezembro de 2016.

Nosso contrato com a YPFB também prevê que teremos o direito de vender ao mercado brasileiro o gás natural encontrado nos campos de gás que operamos na Bolívia, depois de confirmar que as necessidades do mercado boliviano foram atendidas.

Nossas obrigações de volume no âmbito do acordo *ship-or-pay* celebrado entre a Gas Transboliviano S.A. (GTB) e a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia - Brasil S.A. (TBG) foram geralmente projetadas para combinar com as nossas obrigações de compra de gás nos termos do AFG até 2019. As tabelas abaixo mostram nossos compromissos contratuais no âmbito destes acordos para o período de cinco anos a partir de 2015 até 2019.

	2015	2016	2017	2018	2019
Compromissos de Compra com a YPFB					
Obrigação de volume (mmm ³ /d)(1)	24,06	24,06	24,06	24,06	24,06
Obrigação de volume (mmcf/d)(1)	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00
Projeção do Preço Brent de Petróleo (U.S.\$)(2)	58,00	70,20	70,00	70,00	70,00
Estimativas de pagamentos (U.S.\$ milhões)(3)	1.785,80	1.571,70	1.691,30	1.690,60	1.687,40
Contrato Ship-or-Pay com 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
Estimativas de pagamentos (U.S.\$ milhões)(5)	139,97	141,04	141,37	142,06	142,78
Contrato Ship-or-Pay com TBG					
Compromisso de volume (mmm ³ /d)(4)	35,28	35,28	35,28	35,28	35,28
Compromisso de volume (mmcf/d)	1.246,09	1.246,09	1.246,09	1.246,09	1.246,09
Estimativas de pagamentos (U.S.\$ milhões)(5)	518,19	522,86	527,00	529,29	531,97

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

(2) Previsão de preço Brent baseada em nosso Plano Estratégico 2030, que está atualmente sob revisão por nossa administração.

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

(4) Inclui contratos de ship-or-pay, relativamente 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 Natural

Nós vendemos nosso gás principalmente para empresas distribuidoras de gás locais e para usinas operadas a gás, geralmente baseados em contratos de fornecimento a longo prazo no padrão take-or-pay. Isso representa 70% do nosso volume total de venda, e as fórmulas de preç os no âmbito destes contratos são indexadas principalmente a uma cesta internacional de óleo combustível. A fim de manter a competitividade do nosso gás natural no mercado brasileiro, desde 2011, temos aplicado um desconto não permanente nos preç os que cobramos em alguns de nossos contratos de venda de gás natural. Além disso, temos uma variedade de contratos de venda projetados para criar flexibilidade em combinar a demanda dos clientes com as nossas capacidades de fornecimento de gás. Estes contratos incluem contratos flexíveis e interruptíveis de longo prazo de venda de gás, mecanismos de leilão para contratos de curto prazo, leilões eletr nicos semanais e um tipo de contrato de venda de gás, que consiste em uma opção de entrega do vendedor que ajuda equilibrar as vendas de gás natural no caso de baixa demanda por gás natural de usinas movidas a gás. Nesta circunstância, o excesso de volume de gás natural   oferecido aos consumidores que habitualmente usam fontes de energia diferentes do gás natural.

Em 2014, continuamos a renegociar alguns contratos de vendas de longo prazo de gás natural existentes com empresas locais de distribuição de gás natural, a fim de promover ajustes adaptados às exigências específicas

do mercado, abrangendo extensões de prazo para alguns contratos e prolongamento da nossa carteira de vendas de gás natural.

A tabela abaixo mostra os nossos compromissos futuros de fornecimento de gás 2015 - 2019, incluindo as vendas para as empresas de distribuição de gás locais e para usinas de energia movidas a gás:

Compromissos Futuros nos termos dos Contratos de Vendas de Gás Natural, mmm³/d	2015	2016	2017	2018	2019
Com Distribuidoras de Gás Locais:					
Partes relacionadas(1).....	17,66	18,10	18,20	18,42	19,00
Terceiros.....	20,34	20,65	20,81	21,27	21,27
Com Termoelétricas a Gás:					
Partes relacionadas(1).....	3,67	0,65	0,18	0,17	0,20
Terceiros.....	11,63	11,44	11,53	11,42	11,48
Total(2).....	53,31	50,85	50,71	51,28	51,96
Montantes a serem faturados (U.S.\$ bilhões)(3)(4).....	6,6	6,4	6,3	6,3	6,3

- (1) Para os fins desta tabela, "partes relacionadas" incluem todas as empresas de distribuição de gás locais e usinas de geração de energia nas quais temos uma participação societária e "terceiros" referem-se àqueles em que não temos uma participação societária.
- (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), e não de vendas máximas.
- (3) 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.

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 fábricas de fertilizantes na Bahia, Sergipe e Paraná produzem amônia e uréia para o mercado brasileiro. A capacidade de produção combinada destas plantas é de 1.667.000 t/a de ureia e de 1.265.000 t/a de amônia. A maior parte da nossa produção de amônia é usada para produzir ureia, e o excesso de produção é vendido principalmente no mercado brasileiro. Em 2014, começamos a produção de sulfato de amônia em Sergipe em uma unidade com uma capacidade de produção de 300.000 t/a.

A tabela abaixo mostra as nossas vendas e receitas de amônia e ureia para cada um dos últimos três anos:

	Amônia e Ureia (t/a)		
	2014	2013	2012
Amônia.....	234.339	205.029	229.575
Ureia.....	1.046.004	1.071.827	848.000
Receitas (U.S.\$ milhões)(1).....	663	621	571

- (1) Inclui receitas de vendas de fertilizantes nitrogenados do segmento de fertilizantes para outros segmentos operacionais, serviços e outras receitas de empresas de fertilizantes.

Nosso contexto de negócios de menor projeção de crescimento econômico levou à redução no ritmo de nossos dispêndios de capital. Em consequência disso, nossa administração decidiu reavaliar o cronograma para a construção das seguintes instalações de fertilizantes:

- UFN III, com capacidade para produzir 1,2 mmt/a de ureia e 70 mt/a de amônia a partir de 2,2 mmm³/d de gás natural; e
- UFN V, com capacidade para produzir 519 mil t/a de amônia a partir de 1,3 mmm³/d de gás natural.

- Para mais informações, ver Nota 14 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Reconhecemos perdas por *impairment* para o ano fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2014 de US\$ 116 milhões com relação à fábrica de fertilizantes de Araucária. A perda por *impairment* deve-se principalmente às entradas operacionais que exigiram maiores investimentos de capital durante 2014. Veja Nota 14 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Energia

As demandas de energia elétrica brasileiras são providas principalmente por usinas hidrelétricas (89.211 MW de capacidade instalada), que respondem a 67% da capacidade de geração do Brasil. As usinas hidrelétricas são dependentes do nível anual de precipitação; nos anos onde a chuva é abundante, as usinas hidrelétricas brasileiras geram mais eletricidade e, conseqüentemente, uma menor geração de usinas termelétricas será exigida. A capacidade total instalada do Sistema Interligado Nacional - SIN em 2014 foi de 133.713 MW. Desse total, 6.410 MW (ou 4,8%) estavam disponíveis por 21 usinas termelétricas que operamos. Estas plantas se destinam a completar a energia das usinas hidrelétricas.

Em 2014, as usinas hidrelétricas no Brasil geraram 44.815 MW médios, o que correspondeu a 69% das necessidades totais de eletricidade do Brasil (64.728 MW médios). A capacidade de geração hidrelétrica é complementada por outras fontes de energia (eólica, carvão, nuclear, óleo combustível, óleo diesel, gás natural e outros). O total de eletricidade gerada por essas fontes atingiu uma média de 19.913 MW em 2014, dos quais nossas usinas termelétricas contribuíram com uma média de 4.761 MW, em comparação com média de 4.043 MW em 2013 e média de 2.699 MW em 2012. Em 2014, investimos US\$ 299 milhões em nosso segmento de negócio de energia.

Vendas de Eletricidade e Compromissos para Capacidade de Geração Futura

Sob o regime de preços de energia do Brasil, uma usina termelétrica pode vender só a eletricidade que é certificada pelo MME e que corresponde a uma fração de sua capacidade instalada. Este certificado é concedido para assegurar uma venda constante de capacidade comercial ao longo de anos para cada usina, dado o seu papel dentro do sistema brasileiro para completar a hidroeletricidade durante períodos desfavoráveis de chuvas. A quantidade de capacidade certificada para cada usina é determinada pela sua capacidade esperada de geração de energia ao longo do tempo.

A capacidade total certificada pelo MME (garantia física) pode ser vendida por meio de contratos de longo prazo em leilões para as empresas de distribuição de energia (disponibilidade de espera), vendida por meio de contratos bilaterais firmados com consumidores livres e utilizados para atender as necessidades energéticas de nossas próprias instalações.

Em retorno pela venda desta capacidade certificada, as usinas termelétricas devem produzir energia sempre que solicitadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Além de um pagamento pela capacidade, as usinas termelétricas também recebem da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, ou CCEE, o reembolso de seus custos variáveis (anteriormente declarado ao MME para calcular a sua capacidade comercial certificada) incorridos sempre que eles são exigidos a gerar eletricidade.

Em 2014, a capacidade comercial certificada pelo MME para todas as usinas termelétricas controladas por nós era de 4.222 MW médios, embora a nossa capacidade total de geração fosse de 6.410 MW médios. Do total de 4.542 MW médios de capacidade comercial disponível (ou lastro) para venda em 2014, aproximadamente 53% foram vendidos como disponibilidade de espera em leilões públicos no mercado regulado (em comparação com 39% em 2013) e aproximadamente 35% foi comprometido nos termos dos contratos bilaterais e de auto-produção (ou seja, vendas às partes relacionadas) (em comparação com 53% em 2013).

Em 2014, os leilões públicos no mercado regulado foram o principal canal utilizado pelo nosso negócio de geração termelétrica para vender a energia que não tinha sido previamente contratada. As empresas de distribuição devem adquirir, por meio de um processo de leilão público no mercado regulamentado, as suas necessidades projetadas de energia elétrica para seus consumidores cativos. O processo de leilão público é administrado pela ANEEL, diretamente ou por meio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, ou CCEE, sob certas diretrizes emitidas pelo MME.

Os geradores de energia existentes (tais como nossas usinas termelétricas) podem realizar leilões (i) no ano antes da data inicial de entrega ("Leilões A - 1"), (ii) todos os anos, para o fornecimento de energia em até 15 anos seguintes ("Leilões A") e (iii) todos os anos para o fornecimento de energia em até dois anos seguintes ("Leilões de Ajuste"). Os leilões de eletricidade para novos projetos de geração são realizados (i) no quinto ano antes da data inicial de entrega de energia elétrica ("Leilões A - 5"), e (ii) no terceiro ano antes do início da operação comercial ("Leilões A - 3").

Para se beneficiar dos preços atrativos de venda de energia que não tenha sido previamente contratada, para o fornecimento de energia iniciando em 2014, nós vendemos algumas de nossa capacidade comercial certificada restante como capacidade de espera nos termos de leilões públicos no mercado regulado de eletricidade da seguinte forma: (i) 10 MW médios por mês em um leilão A - 1 realizado em 17 de dezembro de 2013 para a venda de energia entre 1 de janeiro de 2014 a 31 de dezembro de 2014; (ii) 574 MW médios por mês em Leilão A realizado em 30 de abril de 2014 para a venda de energia entre 01 de maio de 2014 a 31 de dezembro de 2019. Para a entrega de energia iniciando em 2015, vendemos (i) 270 MW médios por mês em um leilão A - 1 realizado em 05 de dezembro de 2014 para a venda de energia entre 1 de janeiro de 2015 a 31 de dezembro de 2017 e (ii) 205 MW médios por mês no 18º Leilão de Ajuste realizado em 15 de janeiro de 2015 para a venda de energia entre 1 de janeiro a 30 de junho de 2015. Com essas vendas, agora podemos prever melhor as nossas receitas oriundas da venda de energia elétrica para os próximos 3 anos.

Sob os termos dos contratos de disponibilidade de espera, nós recebemos um montante fixo se gerarmos, ou não, qualquer energia. Além disso, sempre que tivermos que entregar energia sob estes contratos, nós receberemos um pagamento adicional pela energia fornecida que está definida na data do leilão e revisada mensal ou anualmente com base em um índice internacional de preços de combustíveis ajustado pela inflação.

Nossos compromissos futuros, em contratos bilaterais e de auto-produção são de 1.421 MW médios em 2015, 1.460 MW médios em 2016 e 1.520 MW médios em 2017. Os contratos vencem gradualmente, com o último contrato expirando em 2028. Quando os contratos bilaterais existentes expirarem, nós vamos vender a nossa capacidade comercial certificada restante sob contratos em novos leilões a serem realizados pelo MME ou na execução de novos contratos bilaterais.

A tabela abaixo mostra a evolução da capacidade instalada de nossas usinas termelétricas, nossas compras no mercado livre e a capacidade comercial certificada associada.

	2015	2014	2013
Capacidade instalada de energia e utilização			
Capacidade instalada (MW)	6.684	6.410	6.548
Capacidade comercial certificada (MW médios)	4.229	4.222	4.367
Compras no mercado livre (MW médios)	250(1)	320	217
Capacidade comercial disponível (<i>Lastro</i>) (MW médios)	4.479	4.542	4.584

(1) Inclui 220 MW médios já adquiridos no mercado livre e 30 MW médios previstos em nosso Plano de Negócios 2014 - 2018 a serem comprados em 2015.

A tabela abaixo mostra a destinação de nosso volume de vendas entre nossos clientes e nossas receitas para cada um dos últimos três anos:

Volumes de Eletricidade Vendidos (MW médios)			
	2014	2013	2012
Total de compromissos de venda	4.012	4.235	4.438
Contratos bilaterais.....	1.183	2.021	2.318
Produção Própria	428	416	423
Leilões públicos para distribuidoras.....	2.425	1.798	1.697
Volume de geração	4.637	3.983	2.699
Receitas (U.S.\$ milhões)(1)	7.693	5.173	3.755

(1) Inclui receitas de vendas de energia elétrica do segmento de energia para outros segmentos operacionais, serviços e outras receitas provenientes de empresas de eletricidade.

Energia Renovável

Temos investido individualmente e em parceria com outras empresas, em fontes de geração de energia renovável no Brasil, incluindo energia eólica e pequenas centrais hidrelétricas. A capacidade de geração de energia que temos (por meio de participação societária que temos em empresas de energia renovável) é equivalente a 25,4 MW de capacidade de geração hidrelétrica, 1,1 MW de capacidade solar e 105,8 MW de capacidade eólica. Nós e nossos parceiros vendemos energia destas plantas diretamente para o governo federal, através do programa de incentivo às energias renováveis (PROINFA) e dos leilões de energia de reserva de 2009.

Internacional

Principais Estatísticas Internacionais			
	2014	2013	2012
	(U.S.\$ milhões)		
Internacional:			
Receitas de Vendas.....	13.912	16.302	17.929
Lucro (Prejuízo) antes dos impostos.....	(608)	2.035	1.933
Ativos imobilizados.....	6.058	7.971	10.882
Despesas de capital e investimentos	1.513	2.368	2.572

Além do Brasil, temos operações em 16 países, abrangendo todas as fases do negócio de energia, com ênfase na exploração de petróleo e gás na América Latina, África e Estados Unidos. As estratégias de nossas operações internacionais são:

- Investir em exploração no exterior para descobrir e adicionar às reservas, aumentando nossos volumes de óleo e gás;
- Desenvolver e comercializar reservas de gás natural no exterior, completando nosso fornecimento de gás natural no Brasil; e
- Manter a integridade operacional e otimizar a gestão e eficiência de nossos ativos de refino e distribuição no exterior.

Atividades Internacionais Upstream

A maioria de nossas atividades internacionais compreende exploração e produção de petróleo e gás. Nós estamos atuando por muito tempo na América Latina. No Golfo do México e Oeste da África, vamos nos concentrar em oportunidades para alavancar a *expertise* em águas profundas que temos desenvolvido no Brasil. De 2012 para 2014, reduzimos substancialmente as nossas atividades e produção internacionais através da venda de ativos para atingir nossas metas anunciadas de desinvestimento.

Em 2014, nossa produção líquida internacional atingiu uma média de 115,9 mbb/d de petróleo e GNL e 560,3 mmcf/d (15,9 mmm³/d) de gás natural, representando 8,4% da nossa produção total em barris de petróleo. Durante 2014, nossos dispêndios de capital e investimentos para exploração e produção internacional totalizaram US\$ 1,3 bilhões, representando 5,2% da nossa despesa de capital total de exploração e produção.

Atividades Internacionais de Refino

Nossa capacidade de destilação de petróleo internacional em 31 de dezembro de 2014 foi de 230,2 mbb/d e o fator de utilização consolidado de nossas plantas de refino internacional foi de 69%.

A tabela a seguir mostra a capacidade instalada de nossas refinarias internacionais em 31 de dezembro de 2014, e as produções médias diárias em 2014, 2013 e 2012, respectivamente.

Capacidade e Produção Média das Refinarias					
Nome (Nome Alternativo)	Localização	Capacidade de Destilação de óleo em 31 de dezembro de 2014 (mbbl/d)	Produção Média*		
			2014	2013	2012
PRSI (Pasadena Refining System Inc.)	Texas (USA)	100,0	100,3	101,8	97,9
NSS (Nansei Sekiyu Kabushiki Kaisha)	Okinawa (JP)	100,0	35,9	38,6	49,8
RBB (Refinaria Ricardo Eliçabe)	Bahía Blanca (AR)	30,2	27,2	29,0	29,2
Total Produção Média de Petróleo		230,2	158,9	160,8	161,8
Produção média externa de intermediário			4,5	8,6	15,1
Total Produção Média		-	163,4	169,4	176,9

* Considere o petróleo (matéria-prima) e derivados de petróleo intermediários processados externamente.

Atividades internacionais por Região e País

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

América do Sul

Estamos presentes na Argentina, Bolívia, Chile, Colômbia, Venezuela, Paraguai e Uruguai. Em 2014, nossa produção líquida média da América do Sul (fora do Brasil) foi de 153,2 mboe/d, ou 73% da nossa produção internacional, em comparação com 167,2 mboe/d, ou 76% da nossa produção internacional em 2013. As reservas na região representam 50,4% de nossas reservas internacionais. As nossas operações de produção de gás natural mais significativas fora do Brasil estão localizadas na Argentina e na Bolívia, onde produzimos uma média de 514,6 mmcf/d (14,6 mmm³/d) de gás natural em 2014, ou 92% da nossa produção internacional.

A nossa maior região operacional fora do Brasil é a **Argentina**, onde participamos de toda a cadeia de valor de energia, principalmente através de nossa participação de 67,2% na Petrobras Argentina S.A., ou PESA. A nossa produção principal de petróleo está concentrada nos campos de Medanito, Entre Lomas e El Tordillo, e nossa produção principal de gás está concentrada nos campos de El Mangrullo, Río Neuquén na Bacia de Neuquén e nos campos de Santa Cruz I na Bacia Austral. Em janeiro de 2014, anunciamos a venda de 38,45% da participação remanescente que tínhamos no campo Puesto Hernández para a YPF por US\$ 40,7 milhões, e em março 2015, a venda de nossos ativos na Bacia Austral, que inclui 26 contratos de exploração e produção e infraestruturas afins localizadas na província de Santa Cruz, para a Compañía General de Combustibles S.A. (CGC) por US\$ 101 milhões. A conclusão da operação está sujeita à aprovação das autoridades reguladoras na Argentina. Através da nossa

participação na PESA, somos donos da refinaria Bahia Blanca, com capacidade de 30,2 mbbbl/d, e participações na refinaria Refinor, em Campo Durán e em duas usinas petroquímicas em Puerto General San Martín e Zárate. Temos, também, 262 postos de combustível de varejo, quatro usinas de energia elétrica, Pichi Picún Leufú (hidrogenação), Genelba (movida a gás por ciclo combinado), Genelba Plus (movida a gás) e EcoEnergia (Cogeração), e temos uma participação em outras duas plantas de energia elétrica, Central Termelétrica José de San Martín S.A. e Central Termelétrica Manuel Belgrano S.A. Por meio de nossa participação na PESA, temos também participação em uma empresa de transporte de gás natural chamada TGS (Transportadora Gas del Sur). Através da Petrobras Participaciones SL (Espanha), temos participação na Companhia Mega, uma instalação de separação de gás natural.

Na **Bolívia**, a nossa produção de petróleo e gás vem principalmente dos campos de San Alberto, San Antonio e Itaú. Após a promulgação da nacionalização dos hidrocarbonetos pelo governo boliviano em 01 de maio de 2006, celebramos novos contratos de partilha de produção nos termos dos quais continuamos a operar os campos, mas somos obrigados a fazer todas as vendas de hidrocarbonetos à YPFB com o direito de recuperar nossos custos e participar nos lucros. Em 25 de janeiro de 2009, a Bolívia adotou uma nova constituição que proíbe a propriedade privada dos recursos de petróleo e gás do país. Em consequência disso, não fomos capazes de incluir qualquer uma de nossas reservas comprovadas na Bolívia em nossas reservas provadas consolidadas desde o final do ano de 2009. Nós continuamos a relatar a produção de nossas operações na Bolívia mediante os nossos contratos existentes naquele país. Além disso, operamos campos de gás que abastecem gás para o Brasil e Bolívia. Nós mantemos uma participação de 11% na GTB, proprietária da seção boliviana do gasoduto Bolívia - Brasil (BTB), que transporta o gás natural que produzimos na Bolívia para o mercado brasileiro. Também temos uma participação de 21% na Unidade de Compressão do Rio Grande, onde o Gasoduto Bolívia - Brasil começa. Em agosto de 2014, vendemos nossa participação (44,5%) em Transierra S.A. para a YPFB por US\$ 106,7 milhões.

No **Chile**, as nossas operações incluem 269 postos de combustível, a distribuição e venda de combustíveis nos aeroportos e uma fábrica de lubrificantes.

Na **Colômbia**, concluímos a venda de 100% das ações da nossa subsidiária Petrobras Colombia Limited (PEC) para a Perenco Colombia Ltda. em maio de 2014 por um montante total de US\$ 380 milhões. Nosso portfólio *upstream* remanescente na Colômbia inclui blocos de exploração *offshore* e um bloco de exploração *onshore*. Veja Nota 10 nas nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas. Além disso, temos também 113 postos de combustíveis e uma fábrica de lubrificantes.

No **Paraguai**, as nossas operações incluem 176 postos de combustível, a distribuição e venda de combustível em três aeroportos e uma planta de reabastecimento de GLP.

No **Peru**, nós concluímos a venda de 100% das ações da nossa subsidiária Petrobras Energia Peru (PEP) para a China National Petroleum Corporation (CNPC), em novembro de 2014 por US\$ 2,6 bilhões e fechamos nossas operações no país. Veja Nota 10 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Na **Venezuela**, pela PESA, detemos participações minoritárias em quatro joint ventures com subsidiárias da Petróleos de Venezuela S.A., ou PDVSA, que detem direitos de produção. A PDVSA é a principal proprietária e operadora.

No **Uruguai**, concluímos a venda de nossas participações nos blocos offshore de exploração 3 e 4, localizado na Bacia de Punta del Este à Shell em maio de 2014 por US\$ 17 milhões. Nós não temos mais portfólio *upstream* no país. Nós também temos operações de abastecimento no país, incluindo 87 postos de combustível e ativos do segmento de gás.

América do Norte

Nos **Estados Unidos**, nos concentramos em campos em águas profundas no Golfo do México. Em 31 de dezembro de 2014, nós detínhamos participações em 137 blocos marítimos, 98 dos quais somos operadores. Nossa produção nos Estados Unidos durante 2014 se originou principalmente a partir dos campos de Cascade, Chinook e Cottonwood. Os campos de Cascade e Chinook começaram a produção de petróleo em fevereiro de 2012 e setembro de 2012, respectivamente. Estes projetos são a primeira operação no Golfo do México a usar um FPSO. Outros ativos incluem o Saint Malo, que começou a produção de petróleo em dezembro de 2014, Lucius, que começou a produção de petróleo em janeiro de 2015, bloco Hadrian Sul, que começou a produção de gás em março 2015, e Tiber, entre outros, que estão atualmente em fase exploratória. Em abril de 2014, vendemos 50% de nossa participação de 100% no campo Urca e transferimos a operação para Murphy Oil Corporation, por US\$ 15 milhões. Temos, também, 100% da propriedade da Pasadena Refining System Inc., ou PRSI, e 100% da companhia de trading relacionada à PRSI - PRSI Trading, LLC.

Nós reconhecemos perdas por *impairment* para o ano fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2014 de US\$ 1,7 bilhão, devido ao impacto da recente queda dos preços do petróleo no mercado internacional em nossas propriedades de exploração e produção fora do Brasil. As perdas por *impairment* são principalmente nos campos de Cascade e Chinook, localizados nos Estados Unidos (US\$ 1,6 bilhões). Para mais informações, ver Nota 14 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Nós mantivemos contratos de serviços sem risco por meio de nossa joint venture com a PTD Servicios Multiplos SRL nos blocos Cuervito e Fronterizo na Bacia de Burgos do **México** desde 2003. De acordo com esses contratos de serviços, recebemos pagamentos por nossos serviços, mas toda a produção é transferida para a empresa nacional de petróleo mexicana Petróleos Mexicanos, ou Pemex.

África

Em junho de 2013, nós estabelecemos uma joint venture com o BTG Pactual para explorar conjuntamente as oportunidades de petróleo e gás na África. Esta joint venture foi formada a partir da aquisição pelo BTG Pactual de 50% das ações emitidas pela Petrobras Oil & Gás BV (PO&G), uma subsidiária integral da Petrobras Internacional Braspetro BV (PIBBV), por US\$ 1,5 bilhões.

PO&G está envolvida principalmente na exploração e produção de petróleo e gás por meio das suas subsidiárias na Nigéria e filiais em Benin, Gabão e Namíbia. Em maio de 2014, a carteira da PO&G foi expandida quando obteve o controle sobre uma subsidiária da Petrobras na Tanzânia e em junho de 2014, quando obteve o controle sobre uma filial da Petrobras em Angola. Durante 2014, a exploração da PO&G resultou em quatro poços perfurados considerados secos e um considerado uma descoberta subcomercial.

Os ativos da nossa joint-venture com o BTG Pactual incluem:

Em **Angola**, a licença do Bloco 26, retida no final de 2014, expira em maio de 2015. Durante 2014, as licenças dos três blocos expiraram: Bloco 2/85 em abril e Blocos 6/06 e 18/06 em novembro. Todos esses blocos estavam em fase exploratória;

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

No **Gabão**, os Blocos Ntsina Marin e Mbeli Marin que estão em fase exploratória;

Na **Namíbia**, devolvemos a licença do Bloco 2714A para o governo da Namíbia, em abril de 2014;

Na **Nigéria**, os campos de Agbami e Akpo, que são produtores de petróleo. Temos também participação no projeto do campo de Egina, atualmente em fase de desenvolvimento enquanto os campos Preowei e Egina Sul estão sob avaliação; e

Na **Tanzania**, dois blocos de exploração offshore, blocos 6 e 8.

Ásia

No **Japão**, somos proprietários da refinaria Nansei Sekiyu Kabushiki Kaisha (NSS) em Okinawa, com uma capacidade de destilação de petróleo de 100 mbb/d, que produz produtos refinados, como gasolina, diesel, óleo combustível e querosene de aviação. Em fevereiro de 2015, nós decidimos começar a dissolução de nossas operações nessa refinaria. Este plano envolve a prossecução das atividades da NSS no terminal marítimo, a fim de manter o fornecimento de óleo combustível, gasolina e diesel para Ilha de Okinawa até a conclusão desse processo, que será realizado em colaboração com o Ministério da Economia, Comércio e Indústria do Governo japonês. Em consequência do plano, reconhecemos perdas por *impairment* para o ano fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2014 de US\$ 129 milhões. Veja as Notas 14 e 35 nas nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Ativos Internacionais de Exploração e Produção em Desenvolvimento

A tabela abaixo mostra os principais projetos de exploração e produção a serem desenvolvidos em todo o mundo, a partir de 31 de dezembro de 2014.

Principais Ativos Internacionais de Exploração e Produção em Desenvolvimento					
Países	Principais projetos em desenvolvimento	Fases	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(2)	Produção	Petrobras	50
		25 de Mayo – Medanito	Produção	Petrobras	100
		Rio Neuquén	Produção	Petrobras	100
		Santa Cruz I(2)	Produção	Petrobras	71
		El Mangrullo	Produção	Petrobras	100
Entre Lomas	Produção	Petrobras	77		
2	Bolívia(3)	San Alberto	Produção	Petrobras	35
		San Antonio	Produção	Petrobras	35
		Itaú	Produção	Petrobras	30
		Colpa y Caranda (1)	Produção	Petrobras	100
3	Colômbia	Tayrona	Exploração	Petrobras	40
		Villarica Norte	Exploração	Petrobras	50
4	Venezuela(4)	Oritupano - Leona	Produção	Parceiro	22
		Acema	Produção	Parceiro	34
		La Concepción	Produção	Parceiro	36
		Mata	Produção	Parceiro	34
América do Norte					
5	México(5)	Cuervito	Produção	Petrobras	45
		Fronterizo	Produção	Petrobras	45
6	EUA	Cascade	Produção	Petrobras	100
		Chinook	Produção	Petrobras	66,67
		Cottonwood	Produção	Petrobras	100
		St. Malo	Produção	Parceiro	25
		Lucius	Produção	Parceiro	11,5
		Tiber	Exploração	Parceiro	20
Hadrian South	Desenvolvimento	Parceiro	23,33		
África					
7	Angola(6)	Bloco 26	Exploração	Petrobras	40
8	Benin(6)	Bloco 4	Exploração	Parceiro	35
9	Gabão(6)	Ntsina Marin	Exploração	Parceiro	50
		Mbeli Marin	Exploração	Parceiro	50
10	Nigéria(6)	Akpo	Produção	Parceiro	20
		Agbami	Produção	Parceiro	12,5
		Egina	Desenvolvimento	Parceiro	20
		Egina South	Exploração	Parceiro	20
		Preowei	Exploração	Parceiro	20
11	Tanzânia(6)	Bloco 6	Exploração	Petrobras	38
		Bloco 8	Exploração	Petrobras	50

- (1) Todos os projetos de exploração e produção da Argentina e Colpa Caranda são realizados através de nossa participação indireta de 67,2% na Petrobras Argentina S.A. (PESA)
- (2) Ativos vendidos em março 2015 (Bacia Austral) a terceiros. Para mais informações consulte Item 4 "Informações sobre a Companhia – Internacionais - Atividades internacionais por Região e País".
- (3) Contrato de partilha de produção, nos termos do qual os gastos da Petrobras são reembolsados somente se os resultados de exploração forem descobertas de petróleo economicamente viáveis.
- (4) Joint venture por meio da Petrobras Argentina S.A. (PESA).
- (5) Contrato de prestação de serviços sem risco, do qual os gastos da Petrobras são reembolsados, independentemente do fato de os resultados de exploração serem descobertas de petróleo economicamente viáveis.
- (6) Desde Junho de 2013, os nossos projetos em Angola, Benin, Gabão, Namíbia, Nigéria e Tanzânia foram desenvolvidos através de uma joint venture entre Petrobras International Braspetro BV e BTG Pactual.

Biocombustíveis

	Principais Estatísticas de Biocombustíveis		
	2014	2013	2012
	(U.S.\$ milhões)		
Biocombustível:			
Receitas de Vendas.....	266	388	455
Lucro (Prejuízo) antes dos impostos.....	(166)	(168)	(156)
Ativos imobilizados.....	205	222	255
Despesas de capital.....	112	143	147

O Brasil é líder global no uso e na produção de biocombustíveis. Em 2014, 88,2% dos veículos leves novos vendidos no Brasil tinham capacidade flexfuel, e os postos de combustível ofereciam uma escolha de etanol a 100% e uma mistura de etanol/gasolina. A partir de março de 2015, o governo federal brasileiro aumentou o requisito de teor de etanol anidro para a gasolina vendida no Brasil de 25% para 27%.

Biodiesel

Desde novembro de 2014, todo o combustível diesel vendido no Brasil é obrigado a ter, pelo menos, 7% de biodiesel. Em 2014, fornecemos 17% de biodiesel do Brasil (assumindo 100% da produção BSBIOS Sul Brasil) e atuamos como um catalisador do mercado, garantindo e misturando insumos de biodiesel e os fornecendo para pequenos distribuidores, bem como aos nossos próprios postos de combustível. Nós possuímos diretamente três usinas de biodiesel e, por meio de nossa participação de 50% na BSBIOS Indústria e Comércio de Biodiesel Sul Brasil S.A. (BSBIOS Sul Brasil), possuímos duas plantas adicionais. A capacidade de produção de biodiesel destas cinco plantas totaliza 14,1 mbb/d, nos colocando entre os cinco principais produtores de biodiesel no Brasil.

Etanol

Devido à nossa participação acionária na Guarani S.A. (Guarani) (42,95%), a quarta maior processadora de cana do Brasil, a Nova Fronteira Bioenergia S.A. (Nova Fronteira) e Bambuí Bioenergia S.A. (Bambuí Bioenergia), temos também uma presença em toda a cadeia de produção de etanol e açúcar e também vendemos a eletricidade excedente gerada a partir da queima do bagaço de cana. Temos toda a infraestrutura necessária para a distribuição e exportação de etanol.

Através de nossas empresas associadas Bambuí Bioenergia, Nova Fronteira e Guarani, nós somos proprietários de usinas de etanol localizadas nos Estados de Minas Gerais, Goiás e São Paulo e em Moçambique, na África. A moagem dessas empresas associadas na safra 2014/2015 totalizou 26,4 mmt de cana de açúcar, o que corresponde a uma produção de 21,3 mbb/d e 1,6 mmt respectivamente de etanol e açúcar em comparação com 18,2 mbb/d e 1,6 mmt respectivamente na safra de 2013/2014. Essas empresas associadas venderam 1.295 GWh de eletricidade excedente gerada durante a safra 2014/2015.

Corporativo

Principais Estatísticas Corporativas

	2014	2013	2012
	(U.S.\$ milhões)		
Corporativo:			
Lucro (prejuízo) antes de impostos.....	(7.714)	(7.818)	(6.999)
Ativos imobilizados	2.787	3.312	3.204
Despesas de capital e investimentos	446	547	747

Nosso segmento Corporativo inclui atividades que não podem ser atribuídas a outros segmentos, incluindo a gestão corporativa financeira, o *overhead* da administração central e despesas atuariais referentes aos nossos regimes de pensões e benefícios médicos aos aposentados e seus dependentes.

Estrutura Organizacional

Em 31 de dezembro de 2014, tínhamos 26 subsidiárias diretas e duas operações conjuntas diretas, conforme listado a seguir. Vinte e quatro são entidades constituídas sob as leis do Brasil e quatro são incorporadas no exterior. Temos também subsidiárias indiretas (incluindo a Petrobras Argentina S.A. e PGF). Conforme descrito na Nota 36 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, em 29 de dezembro de 2014, a PifCo foi incorporada pela PGF. Veja o Anexo 8.1 para uma lista completa de nossas subsidiárias e operações conjuntas, incluindo seus nomes completos, locais de constituição e nosso percentual de participação acionária.

PETROBRAS	
BRASIL	EXTERIOR
Petrobras Distribuidora S.A. – BR	Petrobras Netherlands B.V. - PNBV
Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG	Petrobras International Braspetro - PIB BV
Petrobras Transporte S.A. – Transpetro	Braspetro Oil Services Company - Brasoil
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG	Cordoba Financial Services GmbH
Petrobras Gás S.A. – Gaspetro	
Petrobras Biocombustível S.A.	
Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco S.A. - CITEPE	
Liquigás Distribuidora S.A.	
Termomacaé Ltda.	
Companhia Petroquímica de Pernambuco S.A. - PetroquímicaSuape	
Araucária Nitrogenados S.A.	
Breitener Energética S.A.	
Petrobras Comercializadora de Energia Ltda. - PBEN	
Termobahia S.A.	
Arembepe Energia S.A.	
5283 Participações Ltda.	
Baixada Santista Energia S.A.	
Energética Camaçari Muricy I Ltda.	
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	
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. (*)	

(*) Operações conjuntas

Ativos imobilizados

Nossos ativos tangíveis mais importantes são poços, plataformas, refinarias, oleodutos, embarcações, outros ativos de transporte, usinas de energia, bem como plantas de fertilizantes e biodiesel. A maioria destes ativos está localizada no Brasil. Possuímos e arrendamos nossas instalações e algumas instalações próprias estão sujeitas a gravames, embora o valor dessas operações em nossos ativos não sejam relevantes.

Nós temos o direito de explorar as reservas de petróleo e gás no Brasil nos termos de contratos de concessão, mas as reservas são propriedade do governo nos termos da lei brasileira. Para mais informações consulte 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 relevantes para expandir e melhorar nossas instalações.

Em 31 de dezembro de 2014, nossos ativos imobilizados incluíam US\$ 28.164 milhões (US\$ 21.510 milhões em 31 de dezembro de 2013) relacionados ao Contrato de Cessão Onerosa (para mais informações consulte Item 10 “Informações Adicionais—Contratos Relevantes—Contrato de Cessão Onerosa”). Em 29 de dezembro de 2014, apresentamos a última declaração de comercialidade das acumulações de petróleo e gás natural localizadas no bloco Entorno de Iara, para a ANP. Durante 2014, os custos de aquisição relacionados com Florim (agora campo Itapu), Sul de Guará (agora campo de Sapinhoá Sul), Entorno de Iara (agora campos: Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu, Sul de Sururu e Atapu) e Nordeste de Tupi (agora campo Sepia) foram reclassificados de ativos intangíveis para ativos imobilizados conforme suas comercialidades foram declaradas. Durante 2013, os custos de aquisição relacionados a Franco (agora campo de Búzios) e Sul de Tupi (agora campo de Lula Sul), já haviam sido reclassificados de ativos intangíveis para ativos imobilizados. Veja a Nota 12.3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Nós também reconhecemos *impairment* de US\$ 16.823 milhões em 2014 para determinados ativos imobilizados, ativos intangíveis e ativos classificados como mantido para venda. Outras informações sobre *impairment* de nossos ativos foram apresentadas na Nota 14 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

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 federal 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 federal brasileiro para a exploração do seu monopólio, incluindo a importação e exportação de petróleo e derivados de petróleo.

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 federal 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 de petróleo 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 por meio 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 por meio de participação em rodadas de licitação pública.

Tributação sob Regime de Concessão para Petróleo e Gás

De acordo com a Lei nº 9.478/1997 e os sob termos de nossos contratos de concessão para atividades de exploração e produção com a ANP, somos obrigados a pagar ao governo o seguinte:

- Bônus de assinatura pagos no ato da assinatura do contrato de concessão, que são baseados no valor da oferta vencedora, sujeito aos bônus mínimo de assinatura publicado no edital de licitação pertinente (edital de licitação);
- Bônus de retenção anual para a ocupação ou retenção de áreas disponíveis para exploração e produção, à alíquota estabelecida pela ANP no edital de licitação pertinente com base no tamanho, localização e características geológicas do bloco de concessão;
- Taxas de participação especial, à uma alíquota que varia de 0 a 40% do lucro líquido derivado da produção dos campos que atingem altos volumes de produção ou rentabilidade, de acordo com os critérios estabelecidos na legislação aplicável. A receita líquida é a receita bruta menos os royalties pagos, investimentos em exploração, custos operacionais e ajustes de depreciação e impostos aplicáveis. O Imposto de Participação Especial utiliza como referência os preços internacionais do petróleo convertidos para reais pela taxa de câmbio atual. Em 2014, pagamos este imposto em 21 de nossos campos, ou seja, Albacora, Albacora Leste, Baleia Azul, Baleia Franca, Barracuda, Bauna, Cachalote, Canto do Amaro, Caratinga, Carmópolis, Jubarte, Leste do Urucu, Lula, Manati, Marlim, Marlim Leste, Marlim Sul, Mexilhão, Rio Urucu, Roncador e Sapinhoá; e
- Royalties, a serem estabelecidos nos contratos de concessão, à uma taxa que varia entre 5% e 10% da receita bruta da produção, com base nos preços de referência do petróleo ou do gás natural estabelecidos pelo Decreto nº 2.705 e atos normativos da ANP. No estabelecimento de taxas de royalties nos contratos de concessão, a ANP também leva em consideração os riscos geológicos e os níveis de produtividade esperados para cada concessão. Praticamente toda a nossa produção de petróleo é atualmente tributada à taxa máxima de royalty.

Lei nº 9.478/1997 também exige que as concessionárias de campos localizados em terra paguem ao proprietário da terra uma taxa de participação que varia entre 0,5% e 1,0% das receitas de vendas da produção do campo.

Contrato de Partilha de Produção para Áreas Sem Licença 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 das 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 nos sejam concedidos com exclusividade, serão oferecidos por meio 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 “óleo lucro”, ou seja, a produção de um determinado campo após a dedução dos *royalties* e o “óleo custo”, 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 federal brasileiro nos contratos de partilha de produção e gerenciará os contratos de comercialização relativos à parcela do governo federal no “óleo lucro”. 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), por meio do qual o governo nos cedia o direito de conduzir atividades de exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos em áreas específicas do pré-sal, 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. Para mais informações consulte Item 10 “Informações Adicionais – Contratos Relevantes – Contrato de Cessão Onerosa”.

Lei do Gás Natural de 2009

Em março de 2009, o Congresso Nacional promulgou a Lei nº 11.909, ou Lei do Gás, que regulamenta as atividades da indústria de gás, incluindo o 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 o transporte de gás natural, mantendo um regime de autorização para gasodutos sujeitos a acordos internacionais. De acordo com a Lei do Gás, depois de certo período de exclusividade, as operadoras (Transportadores) serão obrigadas a conceder acesso para o transporte de dutos e terminais marítimos, exceto terminais de GNL, a terceiros, a fim de maximizar a utilização da capacidade.

A Lei do Gás autorizou a ANP a regular os preços para a utilização de gasodutos de transporte de gás sujeitos ao novo regime de concessão, com base em um procedimento definido na Lei do Gás como uma “chamada pública”, e para aprovar os preços submetidos pelos carregadores, de acordo com critérios previamente estabelecidos, para a utilização de novos gasodutos de transporte de gás sujeitos ao regime de autorização.

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 os carregadores iniciais receberam com exclusividade estes gasodutos por 10 anos. Todos os dutos que as subsidiárias da Petrobras atualmente possuem e operam no Brasil estão sujeitos a um regime de autorização. A ANP emitirá os regulamentos que regem o acesso a terceiros e o pagamento ao carregador caso não seja obtido um acordo entre as partes.

A Lei do Gás também autorizou determinados consumidores, que podem comprar gás natural no mercado livre ou obter seus próprios fornecimentos de gás natural, a construir instalações e gasodutos para uso próprio nas distribuidoras de gás locais caso os distribuidores controlados pelos estados, que têm monopólio sobre

distribuição de gás local, não atendam suas necessidades de distribuição. Esses consumidores são obrigados a delegar a operação e manutenção das instalações e gasodutos a distribuidoras locais de gás, mas eles não são obrigados a assinar contratos de fornecimento de gás com as distribuidoras locais de gás.

Em dezembro de 2010, o Decreto nº 7.382 foi promulgado para regulamentar os Capítulos I a VI e VIII da Lei do Gás no que se refere às atividades na indústria do gás, incluindo transporte e comercialização. Desde a publicação deste decreto, vários regulamentos administrativos foram aprovadas pela ANP e pelo MME, a fim de regular várias questões na Lei do Gás e o Decreto Nº 7.382 que precisava ser mais bem esclarecido. Entre essas questões encontra-se a Resolução ANP nº 51/2013, que impede que um portador detenha qualquer participação acionária em empresas concessionárias de gasodutos de transporte. A Resolução nº 51/2013 aplica-se apenas às concessões outorgadas após a sua publicação, não afetando, portanto, o escoamento da produção de gás natural da Petrobras através de dutos operados por suas subsidiárias e sujeitos ao regime de autorização prévia.

Regulamentação de Preços

Até a aprovação da Lei nº 9.478, em 1997, o governo federal brasileiro tinha o poder de regulamentar todos os aspectos do preço de petróleo, derivados de petróleo, etanol, gás natural, energia elétrica e outras fontes de energia. Em 2002, o governo eliminou os controles de preços do petróleo e derivados de petróleo, embora mantivesse a regulamentação sobre certos contratos de venda de gás natural e eletricidade. O governo federal tem ajustado periodicamente os impostos aplicáveis ao petróleo, derivados de petróleo e de gás natural como uma ferramenta para manter a estabilidade de preços para o consumidor final e também para aumentar as suas receitas fiscais.

Legislação Ambiental

Todas as fases do negócio de petróleo e gás natural apresentam riscos e perigos ambientais. Nossas instalações no Brasil estão submetidas a uma ampla gama de leis federais, estaduais e municipais, regulamentos e exigências de licenciamento relacionados com a proteção da saúde humana e do ambiente, e enquadram-se na autoridade reguladora do Conselho Nacional do Meio Ambiente, ou CONAMA).

Nossas atividades offshore estão sujeitas à autoridade administrativa do IBAMA, que emite licenças operacionais e de perfuração. Somos obrigados a apresentar relatórios, incluindo 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 a nível estadual, dependendo da localização de nossas instalações, do tipo de atividade em desenvolvimento e de outros critérios a serem estabelecidos na regulamentação que ainda está pendente. No entanto, também é possível que estas condições sejam controladas em uma base local sempre que as atividades gerarem um impacto local ou forem estabelecidas em uma unidade de conservação municipal. Segundo a lei brasileira, não há responsabilidade objetiva e solidária por danos ambientais, mecanismos para a aplicação de normas ambientais e exigências de licenciamento para atividades poluentes.

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

- Multas;
- Suspensão parcial ou total de atividades;
- Requisitos para financiar a recuperação e projetos ambientais;
- Cancelamento ou restrição de incentivos ou benefícios fiscais;

- Fechamento dos estabelecimentos ou das operações; e
- Perda ou suspensão de participação em linhas de crédito junto a estabelecimentos oficiais de crédito.

Nós estamos sujeitos a uma série de processos administrativos e judiciais relacionados a questões ambientais. Para obter mais informações sobre estes processos consulte Item 8 "Informações Financeiras-Processos Judiciais" e a Nota 30 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas incluídas neste relatório anual.

Em 2014, investimos US\$ 1,4 bilhão em projetos ambientais, em comparação com cerca de US\$ 1,5 bilhão em 2013 e US\$ 1,5 bilhão em 2012. Estes investimentos continuaram a ser direcionados principalmente à redução de emissões e resíduos de processos industriais, gestão do uso da água e de efluentes, reparação de áreas impactadas, implementação de novas tecnologias ambientais, atualização de nossos dutos e melhoria em nossa capacidade de responder às emergências.

Iniciativas em Segurança, Meio Ambiente e Saúde

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

Nós temos um Comitê de Segurança, Meio Ambiente e Saúde (SMS) composto por três membros do nosso conselho de administração, que são responsáveis por auxiliar nosso Conselho nas seguintes matérias:

- Definição de metas estratégicas em relação a questões de SMS;
- Estabelecer as políticas globais relacionadas à gestão estratégica de SMS nas empresas do sistema Petrobras;
- A avaliação da conformidade do Plano Estratégico da Petrobras para as suas políticas globais de SMS, dentre outros.

Os nossos esforços para lidar com as preocupações referentes à segurança, meio ambiente e saúde e garantir conformidade com as regulamentações ambientais (que em 2014 totalizaram um investimento de US\$ 2,4 bilhões) envolvem a gestão dos custos ambientais relacionados à produção e operações, equipamentos e sistemas de controle de poluição, projetos para reabilitar áreas degradadas, procedimentos de segurança e iniciativas para a prevenção de emergência e controle, de saúde e programas de segurança, bem como:

- Um sistema de gestão de SMS que procura minimizar os impactos das operações e produtos para a saúde, segurança e meio ambiente, reduzir o uso de recursos naturais e de poluição e prevenção de acidentes;
- Certificações ISO 14001 (meio ambiente) e OHSAS 18001 (saúde e segurança) de nossas unidades operacionais. Todo o óleo refinado no Brasil foi processado por unidades certificadas. A Frota Nacional de Petroleiros foi totalmente certificada segundo o Código Internacional de Gestão para Operação Segura de Navios e para a Prevenção da Poluição (Código ISM) da Organização Marítima Internacional (IMO) desde dezembro de 1997;
- O engajamento regular e ativo com o MME e o IBAMA, a fim de discutir questões ambientais relacionadas com a nova produção de petróleo e gás e outros meios de transporte e aspectos logísticos de nossas operações;

- Um objetivo estratégico para reduzir a intensidade das emissões de gases com efeito de estufa, juntamente com um conjunto de indicadores de desempenho com as metas para monitorar o progresso em relação a este objetivo; e
- Nós avaliamos cada um dos nossos projetos operacionais para identificar os riscos e garantir a conformidade com todas as nossas exigências de SMS e a adoção das melhores práticas de SMS durante o ciclo de vida de um projeto. Além disso, realizamos extensos estudos ambientais para novos projetos quando exigido pela legislação ambiental aplicável.

Nos últimos anos, nós expandimos nossas atividades em quase todos os nossos segmentos de negócios, o que consequentemente levou a um aumento em nossas emissões de gases de efeito estufa. Em 2014, nossas emissões aumentaram 5% em relação a 2013, principalmente em função da geração mais elevada de energia de nossas usinas termelétricas. No entanto, estamos empenhados em reduzir a intensidade das emissões de gases com efeito de estufa de nossos processos e produtos. Temos sido capazes de reduzir as emissões de gases com efeito estufa através de diversas iniciativas, incluindo a modernização de nossas instalações, a utilização de equipamentos mais eficientes e padronização de projetos e práticas operacionais, em prol dos nossos investimentos contínuos em pesquisa e tecnologia.

Procedimentos e Planos de Remediação Ambiental

Como parte de nossos planos, procedimentos ambientais e esforços, mantemos planos de resposta e remediação de contingência detalhados para serem implementados em caso de derramamento de óleo ou vazamento em nossas operações offshore. A fim de responder a esses eventos, a Petrobras tem 36 navios de recuperação de derramamento de óleo (OSRVs) totalmente equipados para o controle de derramamento de óleo e combate a incêndios, 113 barcos de apoio e outros veículos, 270 barcos de apoio e de recuperação adicionais disponíveis para combater derramamentos e vazamentos de óleo no mar, cerca de 92 km de barreiras de contenção e 118 quilômetros de barreiras absorventes e cerca de 113 mil litros de dispersantes de óleo, entre outros. Esses recursos estão distribuídos em 12 centros de proteção ambiental em áreas estratégicas em que atuamos em todo o Brasil e em centros de resposta de emergência (distribuídos por 21 cidades), a fim de assegurar uma resposta rápida e coordenada para derramamentos de óleo terrestres ou marítimos. Nossas instalações regionais são apoiadas por 11 bases avançadas locais dedicadas à prevenção, controle e resposta a derramamento de óleo.

Temos mais de 500 trabalhadores treinados disponíveis para responder a derramamentos de petróleo 24 horas por dia, sete dias por semana, e podemos mobilizar trabalhadores treinados para realização de limpezas da linha costeira em curto prazo que são parte de um grande grupo de agentes ambientais treinados no País. Embora esses trabalhadores estejam localizados no Brasil, eles também estão disponíveis para responder a um derramamento de óleo no mar fora do Brasil.

Desde 2012, a Petrobras tem sido membro participante da Oil Spill Response Limited - OSRL, uma organização internacional que reúne mais de 160 empresas, incluindo grandes empresas petrolíferas nacionais/independentes, empresas relacionadas com energia, bem como outras empresas que operam em outras partes da cadeia de fornecimento de petróleo. A OSRL participa da Rede de Resposta Global, uma organização composta por várias outras empresas dedicadas à luta contra derramamentos de petróleo. Como membro da OSRL, a Petrobras tem acesso a todos os recursos disponíveis por meio dessa rede, e nós também participamos de seus Serviços de Intervenção de Poço Submarino (SWIS), que fornecem a liberação rápida de equipamentos de nivelamento e contenção com pronta resposta em todo o mundo. Os equipamentos de nivelamento são armazenados e mantidos em bases em todo o mundo, inclusive no Brasil. Uma base brasileira da OSRL foi aberta em março de 2014 e já está em operação.

Em 2014, nós realizamos 22 simulações de emergência de âmbito regional com a Marinha do Brasil, a defesa civil, os bombeiros, a polícia militar, as organizações ambientalistas e entidades governamentais e da comunidade local.

Montamos um Plano de Derramamento Zero, com o objetivo de otimizar a gestão e reduzir o risco de derramamentos de petróleo em nossas operações. Este plano abrange investimentos para melhorar a gestão dos processos e para garantir a integridade de nossos equipamentos e instalações. Além disso, a Petrobras tem um modelo de comunicação, processamento e registro de derramamentos de petróleo que permite a monitorização diária destes incidentes, seus impactos e medidas de mitigação.

O nível de vazamento de petróleo em nossas operações de *upstream* em 2014 foi mantido abaixo de 0,5 m³ por mmbbl produzido. Os dados relativos a 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 a avaliar e desenvolver iniciativas para tratar questões de SMS e reduzir nossa exposição a riscos de SMS. Em 2014, tivemos derramamentos de óleo totalizando 437,1 barris de petróleo, em comparação com 1.176 barris em 2013 (uma redução de 63%) e 2.436 barris de petróleo, em 2012.

Seguro

Nossos programas de seguro se concentram principalmente na avaliação dos riscos e na reposição do valor dos bens, o que é habitual em nossa indústria. Conforme nossa política de gestão de riscos, os riscos associados com nossos principais ativos, tais como refinarias, petroleiros e unidades de produção *offshore* e plataformas de perfuração são segurados por seu valor de reposição junto a seguradoras brasileiras. Embora algumas apólices sejam emitidas no Brasil, a maioria de nossas apólices é ressegurada no exterior com resseguradoras avaliadas pela agência Standard&Poor com classificação A- ou superior ou classificação B+ ou superior pela A.M. Best. Parte de nossas operações internacionais é segurada ou ressegurada por nossa subsidiária Bermudian BEAR, seguindo os mesmos critérios de classificação.

Os ativos menos valiosos, incluindo, mas não limitados a pequenos barcos auxiliares, certas instalações de armazenamento e algumas instalações administrativas são auto-seguradas. Não mantemos cobertura para interrupção de negócios, exceto para uma minoria de nossas operações internacionais e alguns ativos específicos no Brasil. Nós geralmente não mantemos cobertura para nossos poços em todas as nossas operações no Brasil, exceto quando exigido por um acordo de operação conjunta. Apesar de não segurar a maioria de nossos dutos, nós temos seguro contra danos ou prejuízos a terceiros decorrentes de incidentes específicos, como infiltração inesperada e poluição por hidrocarbonetos. Nós também mantemos cobertura para riscos associados à carga, casco e máquinas. Todos os projetos e instalações em construção que têm uma perda máxima estimada superior a US\$ 80 milhões estão cobertos por uma apólice de seguro de construção.

Nós temos operações em 16 países fora do Brasil e mantemos diferentes níveis de seguro obrigatório contra terceiros em nossas operações domésticas e internacionais, em consequência de uma variedade de fatores, incluindo as nossas avaliações de risco do país, caso tenhamos operações *onshore* e *offshore* ou exigências legais impostas pelo país em particular em que operamos. Nós mantemos cobertura de seguros de responsabilidade operacional de terceiros com relação às nossas atividades *onshore* e *offshore*, incluindo perdas a terceiros decorrentes dos riscos ambientais, como derramamentos de petróleo, no Brasil, até um limite de apólice total de US\$ 250 milhões. Nós também mantemos um seguro marítimo com proteção adicional e indenização (P&I) contra terceiros relacionado às nossas operações *offshore* domésticas até um limite de apólice total de até US\$ 500 milhões por um período de 12 meses. No caso de uma explosão ou evento semelhante em uma de nossas plataformas offshore no Brasil, essas apólices podem fornecer cobertura de responsabilidade civil combinada contra terceiros de até US\$ 750 milhões.

As nossas apólices operacionais nacionais e internacionais de responsabilidade civil contra terceiros cobrem reclamações feitas contra nós por ou em nome de indivíduos que não sejam nossos empregados em caso de danos materiais, ferimentos pessoais ou morte, sujeito aos limites das apólices estabelecidos acima. Como regra geral, os nossos prestadores de serviços são obrigados a nos indenizar por uma reivindicação que pagarmos diretamente a terceiros, em consequência de uma decisão judicial nos responsabilizando pelas ações de um prestador de serviços. As nossas apólices operacionais de responsabilidade civil contra terceiros também cobrem danos ambientais causados por derramamentos de petróleo (incluindo as responsabilidades resultantes de uma

explosão ou um acontecimento súbito e acidental semelhante em uma de nossas plataformas offshore), bem como os custos de litígio e de limpeza e remediação, mas não cobrem multas governamentais ou danos punitivos.

Mantemos apólices de seguro separadas de "controle-de-poço" em nossas operações internacionais para cobrir as responsabilidades resultantes da erupção descontrolada de petróleo, gás, água ou fluido de perfuração, bem como para cobrir reclamações de danos ambientais causados por explosão de poço e eventos similares, bem como os custos de limpeza relacionados, com limites agregados de apólice de até US\$ 540 milhões por um período de 18 meses, dependendo do país. No Golfo do México, por exemplo, mantemos cobertura de responsabilidade civil contra terceiros até o limite agregado de apólice no valor de US\$ 250 milhões, e seguro de responsabilidade civil de controle-de-poço de até US\$ 540 milhões. Dependendo das circunstâncias, qualquer uma destas apólices poderiam se aplicar em caso de uma explosão ou evento semelhante em uma de nossas plataformas *offshore* no Golfo do México.

Nós geralmente não mantemos seguro de controle de poço em nossas operações domésticas *onshore* e *offshore* no Brasil, exceto quando exigido por um acordo de operação conjunta. Em consequência disso, nós pagamos os custos de limpeza, descontaminação e qualquer processo decorrente de um incidente de controle de poços. Qualquer perda de contenção de hidrocarbonetos em nossas operações domésticas *onshore* e *offshore* que não seja atribuível a um problema de controle de poço será coberta por nosso seguro de proteção e indenização (P&I), com cobertura de até US\$ 500 milhões para as nossas unidades móveis no mar, ou por nossa apólice de responsabilidade civil *onshore-offshore*, com cobertura de até US\$ 250 milhões.

O prêmio para renovar nossa apólice nacional de seguro de risco de propriedade por um período de 18 meses, com início em dezembro 2013, foi de US\$ 104,9 milhões. Isso representou um aumento nominal de 7,7% em relação ao período de 18 meses anterior. O valor segurado de nossos ativos, no mesmo período, aumentou 11,3%, para US\$ 168,2 bilhões. Desde 2001, nossa retenção de risco para riscos operacionais foi de US\$ 20 milhões, enquanto que para riscos de engenharia poderá chegar a US\$ 80 milhões em determinadas circunstâncias.

Informações Adicionais sobre Reservas e Produção

Durante 2014, nossa produção de petróleo e gás no Brasil foi em média 2.284 mboe/d, dos quais 89% foram de petróleo e 11% de gás natural. A Bacia de Campos é uma das principais e mais prolíficas bacias de petróleo offshore do Brasil, 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 acres). Em 2014, a Bacia de Campos produziu uma média 1.526 mbbl/d de petróleo e 548,4 mmcf/d (14,5 mmm³/d) de gás natural associado, compreendendo 71% da nossa produção total do Brasil. Nós também realizamos operações de mineração de xisto betuminoso limitadas em São Mateus do Sul, na Bacia do Paraná no Brasil, usamos xisto betuminoso a partir desses depósitos para produzir óleo sintético e gás. Nossa unidade de negócios de industrialização de xisto betuminoso não utiliza o método de *fracking* ou o método de fraturamento hidráulico para fins de produção de petróleo, uma vez que não são adequados para este fim. Nós esmagamos e posteriormente aquecemos a altas temperaturas todo o xisto que produzimos, obtendo de uma segregação adequada dos produtos derivados de tal processo. Nós não injetamos qualquer água ou produtos químicos no solo nas nossas operações de mineração de xisto betuminoso.

Em 31 de dezembro de 2014, nossas reservas provadas estimadas de petróleo, condensado e gás natural no Brasil atingiram 12,7 bnbbbl de óleo equivalente, incluindo 10,9 bnbbbl de petróleo e condensado e 296,0 bnm³ (11,2 tcf) de gás natural. Em 31 de dezembro de 2014, nossas reservas provadas desenvolvidas domésticas de petróleo e condensado representaram 64,5% do total de nossas reservas provadas de petróleo e condensado nacionais, e as nossas reservas provadas desenvolvidas de gás natural no mercado interno representaram 59,6% do total de nossas reservas provadas de gás natural domésticas. O total de reservas provadas de petróleo e condensado domésticas aumentaram a uma taxa anual média de 1,8% nos últimos cinco anos, e o total de reservas provadas de gás natural cresceu a uma taxa média anual de 2,7% no mesmo período.

Nós calculamos as reservas com base nas previsões de produção de campo, que dependem de uma série de parâmetros técnicos, tais como interpretação sísmica, mapas geológicos, testes de poços, estudos de engenharia de reservatório e dados econômicos. Todas as estimativas de reservas envolvem algum grau de incerteza. A incerteza depende principalmente da quantidade de dados geológicos e de engenharia confiáveis disponíveis no momento da estimativa e da interpretação desses dados. Nossas estimativas são feitas usando os dados e tecnologia mais confiáveis no momento da estimativa, de acordo com as melhores práticas da indústria do petróleo e gás e dos regulamentos promulgados pela SEC.

Controles internos sobre as Reservas Provadas

O processo de estimativa de reservas começa com uma avaliação inicial de nossos ativos por geofísicos, geólogos e engenheiros. Os Coordenadores de Reservas Corporativos, ou CRCs salvaguardam a integridade e a objetividade de nossas estimativas de reservas ao supervisionar e prestar apoio técnico aos Coordenadores de Reservas Regionais, ou CRRs, que são responsáveis pela preparação das estimativas de reservas. Nossos CRRs e CRCs são formados em geofísica, geologia, engenharia de petróleo, contabilidade e economia e são treinados internamente e no exterior em seminários internacionais de estimativa de reserva. Os CRCs são responsáveis pelo cumprimento das regras e regulamentos da SEC, consolidando e auditando o processo de avaliação de reservas. A principal pessoa técnica responsável por supervisionar a preparação de nossas reservas domésticas é membro da SPE, com 26 anos de experiência no campo e trabalha na Petrobras há mais de 31 anos. A principal pessoa técnica responsável por supervisionar a preparar as nossas reservas internacionais tem 25 anos de experiência no campo e trabalha na Petrobras há 32 anos. As estimativas de reservas são aprovadas por nossa diretoria, que, em seguida, informa ao Conselho de Administração sobre sua aprovação.

A DeGolyer and MacNaughton (D&M) utilizou nossas estimativas de reserva para realizar uma auditoria de reserva em 96,5% das reservas líquidas provadas de petróleo, condensado e de gás natural em 31 de dezembro de 2014, em determinadas propriedades que possuímos no Brasil. Além disso, a D&M usou suas próprias estimativas de nossas reservas para realizar uma auditoria de 100% de reservas provadas líquidas de petróleo, condensado, GNL e de gás natural em 31 de dezembro de 2014, em propriedades que operamos na Argentina. Além disso, a D&M usou nossas estimativas de reserva para realizar uma avaliação em 100% das reservas provadas líquidas de petróleo, condensado e reservas de gás natural em 31 de dezembro de 2014, em propriedades que operamos nos Estados Unidos. As estimativas de reservas foram elaboradas de acordo com as definições de reservas encontradas na Norma 4 - 10(a) do Regulamento SX da SEC. Para mais informações sobre nossas reservas provadas, consulte "Informação Complementar sobre a Exploração e Produção de Petróleo e Gás" no início da página F-100. Para divulgação descrevendo a qualificação da pessoa técnica principal da D&M responsável por supervisionar a nossa auditoria de reservas e avaliação de reservas, consulte Anexo 99.1.

Alterações nas Reservas Provadas

Durante 2014, nós adicionamos 1.096.7 mmbœ às nossas reservas provadas, excluindo o óleo sintético e gás sintético, enquanto (i) devolvemos à ANP onze campos no Brasil, (quatro com reservas provadas) e (ii) alienamos campos em que tínhamos participações no Peru, Colômbia, Argentina e Estados Unidos, representando reservas provadas agregadas de 192,5 milhões de boe. O resultado líquido destas adições e alienações foi um aumento de 904,1 milhões de boe às nossas reservas provadas em 2014. Considerando-se uma produção de 896,2 milhões de boe em 2014, nosso aumento líquido de reservas provadas foi de 7,9 milhões de boe. Este volume de produção não leva em conta a produção de Teste de Longa Duração (TLDs) em blocos exploratórios no Brasil, a produção de óleo sintético e gás sintético e produção na Bolívia, uma vez que a Constituição boliviana proíbe a divulgação e registro de suas reservas.

No final do ano de 2014, em comparação com o final do ano de 2013, as nossas reservas provadas não desenvolvidas em toda a companhia diminuiu em um total líquido de 493,8 milhões de boe. Assim, tivemos um total de 4,773.2 milhões de boe de reservas provadas não desenvolvidas em toda a companhia em 31 de dezembro de 2014, em comparação com 5,267.0 milhões de boe de reservas provadas não desenvolvidas em toda a companhia em 31 de dezembro de 2013.

No Brasil, a redução líquida de nossas reservas provadas não desenvolvidas em 2014 em comparação a 2013 é em grande parte derivada da conversão de algumas de nossas reservas provadas não desenvolvidas em reservas provadas e desenvolvidas, atribuível ao *startup* de novas unidades de produção nas bacias de Campos e Santos, e a perfuração de poços nos campos de produção existentes, no montante de 1.222.6 milhões de boe. Além disso, nossas reservas provadas não desenvolvidas no Brasil foram reduzidas em 29,3 mboe devido à renúncia de quatro campos com reservas provadas para a ANP. Esta redução líquida foi parcialmente compensada pelo aumento de 632,8 milhões de boe de reservas provadas não desenvolvidas derivadas de revisões para as estimativas anteriores e um aumento de 284,3 milhões de boe de extensões e descobertas principalmente nas áreas do pré-sal das Bacias de Santos e de Campos.

Todos os volumes de reserva descritos acima são "líquidos", na medida em que só incluem a participação proporcional da Petrobras nos volumes de reservas e não incluem as reservas atribuídas aos nossos parceiros.

Em 2014, investimos um total de US\$ 19,8 bilhões em projetos de desenvolvimento, dos quais 92% (US\$ 18,2 bilhões) foram investidos no Brasil, e convertemos um total de 1,299.5 milhões de boe de reservas provadas não desenvolvidas em reservas provadas desenvolvidas, aproximadamente 94% (1,222.6 mboe) dos quais foram reservas brasileiras.

A maioria dos nossos investimentos refere-se a projetos de desenvolvimento de longo prazo, que são desenvolvidos em fases devido: aos grandes volumes e extensões envolvidos, à infraestrutura de águas profundas e ultraprofundas e à complexidade dos recursos de produção. Nestes casos, o pleno desenvolvimento das reservas relativas a estes investimentos pode exceder cinco anos.

Nós tínhamos um total de 4.773,2 milhões de boe de reservas provadas não desenvolvidas no final do ano de 2014, em toda a companhia, aproximadamente, 2,1% (100,4 milhões de boe), dos quais permaneceram subdesenvolvidos por cinco anos ou mais, em consequência de vários fatores afetando o desenvolvimento e produção, incluindo a complexidade inerente ao desenvolvimento de projetos em águas ultraprofundas, particularmente no Brasil, e as restrições na capacidade de nossa infraestrutura existente.

A maioria dos 100,4 milhões de boe de nossas reservas provadas não desenvolvidas que permaneceram não desenvolvidas por cinco anos ou mais consiste em reservas na Bacia de Campos, nas quais estamos fazendo investimentos para desenvolver a infraestrutura necessária.

As tabelas a seguir mostram a nossa produção de petróleo, gás natural, petróleo sintético e gás sintético por área geográfica, em 2014, 2013 e 2012:

	Produção de Hidrocarboneto por Área Geográfica													
	2014					2013					2012			
	Petróleo Sintético (mmbbl/d) (5)	Gás Natural (mmcf/d) (1)	Gás Sintético (mmcf/d) (1)(4)	Total (mboe/d)	Petróleo Sintético (mmbbl/d) (5)	Gás Natural (mmcf/d) (1)	Gás Sintético (mmcf/d) (1)(4)	Total (mboe/d)	Petróleo Sintético (mmbbl/d) (4)	Gás Natural (mmcf/d)	Gás Sintético (mmcf/d) (1)(4)	Total (mboe/d)		
Brasil:														
Campo de Roncador (2)	276,0	-	121,6	296,3	268,2	-	105,3	285,8	262,8	-	101,4	279,7		
Outros	1.755,5	2,9	1.377,8	1.988,2	1.660,5	2,7	1.299,7	1.879,9	1.714,3	3,0	1.249,8	1.925,8		
Total Brasil	2.031,5	2,9	1.499,4	2.284,4	1.928,7	2,7	1.404,9	2.165,7	1.977,1	3,0	1.351,3	2.205,5		
Internacional:														
América do Sul (exceto pelo Brasil)	57,3	-	545,9	148,3	70,2	-	546,7	161,4	76,4	-	629,9	181,4		
América do Norte	27,3	-	12,8	29,5	11,8	-	11,9	13,8	9,0	-	18,8	12,1		
África	-	-	-	-	25,9	-	0,0	25,9	51,8	-	-	51,8		
Total Internacional	84,7	-	558,7	177,8	107,9	-	558,7	201,1	137,3	-	648,7	245,4		
Total da produção consolidada	2.116,2	-	2.058,1	2.462,2	2.036,6	2,7	1.963,6	2.366,7	2.114,4	3,0	2.000,0	2.450,9		
Investidas não-consolidadas:(3)														
América do Sul (exceto Brasil)	4,6	-	1,6	4,9	5,5	-	1,7	5,8	6,4	-	2,4	6,8		
África	26,6	-	-	26,6	13,8	-	0,0	13,8	-	-	-	-		
Produção mundial	2.147,4	2,9	2.059,7	2.493,7	2.055,9	2,7	1.965,3	2.386,4	2.120,8	3,0	2.002,4	2.457,7		

- (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) Equivalência patrimonial.
(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 e de gás natural por região a partir de 31 de dezembro de 2014.

Reservas Líquidas Estimadas Provadas Desenvolvidas e Não Desenvolvidas							
Categoria das reservas	Reservas						
	Petróleo (mmbbl)	Gás natural (bncf)	Total de petróleo e gás natural (mmboe)	Petróleo sintético (mmbbl)(1)	Gás sintético (bncf)(1)	Total de petróleo e gás sintético (mmboe)	Total de produtos de petróleo e de gás (mmboe)
Provadas desenvolvidos:							
Brasil	7.002,7	6.661,0	8.112,8	7,9	10,6	9,6	8.122,5
Internacional							
América do Sul (exceto Brasil)	52,0	358,2	111,7	0,0	0,0	0,0	111,7
América do Norte.....	63,6	146,2	88,0	0,0	0,0	0,0	88,0
Total Internacional.....	115,6	504,3	199,7	0,0	0,0	0,0	199,7
Reservas provadas desenvolvidos totais consolidadas	7.118,3	7.165,4	8.312,5	7,9	10,6	9,6	8.322,2
Investidas não-consolidadas							
América do Sul (exceto Brasil)	9,4	15,7	12,0	0,0	0,0	0,0	12,0
África	30,8	14,4	33,2	0,0	0,0	0,0	33,2
Reservas provadas desenvolvidos totais não consolidadas	40,2	30,2	45,2	0,0	0,0	0,0	45,2
Total de reservas desenvolvidas provadas	7.158,5	7.195,6	8.357,8	7,9	10,6	9,6	8.367,4
Provadas não desenvolvidas:							
Brasil	3.848,2	4.509,2	4.599,7	0,0	0,0	0,0	4.599,7
Internacional							
América do Sul (exceto Brasil)	14,6	372,5	76,7	0,0	0,0	0,0	76,7
América do Norte.....	56,4	33,8	62,1	0,0	0,0	0,0	62,1
Total Internacional.....	71,1	406,3	138,8	0,0	0,0	0,0	138,8
Reservas provadas não desenvolvidas totais consolidadas	3.919,2	4.915,6	4.738,5	0,0	0,0	0,0	4.738,5
Investidas não-consolidadas							
América do Sul (exceto Brasil)	8,6	11,9	10,5	0,0	0,0	0,0	10,5
África	23,3	4,9	24,1	0,0	0,0	0,0	24,1
Reservas provadas não desenvolvidas totais não consolidadas	31,9	16,8	34,7	0,0	0,0	0,0	34,7
Total de reservas provadas não desenvolvidas	3.951,1	4.932,3	4.773,2	0,0	0,0	0,0	4.773,2
Reservas totais provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	11.109,6	12.127,9	13.130,9	7,9	10,6	9,6	13.140,6

(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 2014, 2013 e 2012:

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 e gás sintético (mmboe)	Total de produtos de petróleo e gás (mmboe)
Informações da quantidade de reservas para o ano encerrado em 31/12/2014							
1 de janeiro de 2014	10.947,7	12.483,2	13.028,3	8,8	11,8	10,7	13.039,0
Revisões de estimativas anteriores	631,4	539,6	721,4	0,2	0,1	0,2	721,6
Recuperação melhorada	0,5	10,8	2,3	0,0	0,0	0,0	2,3
Compras de minerais <i>in situ</i>	22,9	47,1	30,8	0,0	0,0	0,0	30,8
Extensões e descobertas	272,3	264,0	316,3	0,0	0,0	0,0	316,3
Produção	(732,9)	(911,8)	(884,8)	(1,1)	(1,4)	(1,3)	(886,1)
Vendas de minerais <i>in situ</i>	(104,5)	(351,9)	(163,1)	0,0	0,0	0,0	(163,1)
31 de dezembro de 2014	<u>11.037,5</u>	<u>12.081,0</u>	<u>13.051,0</u>	<u>7,9</u>	<u>10,6</u>	<u>9,6</u>	<u>13.060,7</u>
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 (2)	(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 <i>in situ</i>	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 <i>in situ</i>	(109,2)	(53,5)	(118,1)	-	-	-	(118,1)
31 de dezembro de 2013	<u>10.947,7</u>	<u>12.483,2</u>	<u>13.028,3</u>	<u>8,8</u>	<u>11,8</u>	<u>10,7</u>	<u>13.039,0</u>
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 <i>in situ</i>	-	-	-	-	-	-	-
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 <i>in situ</i>	-	-	-	-	-	-	-
31 de dezembro de 2012	<u>10.928,5</u>	<u>11.541,2</u>	<u>12.852,1</u>	<u>8,3</u>	<u>13,3</u>	<u>10,6</u>	<u>12.862,6</u>

(1) 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.

(2) Esta linha representa a quantidade de reservas provadas excluídas do nosso total consolidado de reservas provadas devido à implementação da nossa *joint venture* com BTG Pactual para a exploração conjunta 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.

As tabelas a seguir mostram o número bruto e líquido de poços produtivos de gás natural e petróleo, bem como, a área total bruta e líquida desenvolvida e não desenvolvida de gás natural e petróleo, na qual a Petrobras tinha participação em 31 de dezembro de 2014.

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

	Em 31 de dezembro de 2014							
	Petróleo		Gás natural		Petróleo sintético		Gás sintético	
	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido
Poços produtivos (bruto e líquido) :(1)								
Subsidiárias consolidadas								
Brasil	8.275	8.263	227	219	-	-	-	-
Internacional								
América do Sul (fora do Brasil)	2.362	1.737	406	305	-	-	-	-
América do Norte.....	8	5,8	4	2,3	-	-	-	-
Total internacional	2.370	1.743	410	307,3	-	-	-	-
Total consolidado	10.645	10.006	637	526,3	-	-	-	-
Investidas não-consolidadas								
América do Sul (fora do Brasil)	130	37,5	3	1,1	-	-	-	-
África	40	3,4	-	-	-	-	-	-
Total bruto e líquido de poços produtivos	10.815	10.047	640	527	-	-	-	-

	Em 31 de dezembro de 2014							
	Petróleo		Gás natural		Petróleo sintético		Gás sintético	
	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido
Área bruta e líquida (em hectares) desenvolvida:								
Brasil	4.214.376,3	3.914.470,8	408.031,7	391.053,3	1.346,0	1.346,0	-	-
Internacional								
América do Sul (fora do Brasil)	1.328.531,1	1.030.824,9	2.331.174,6	1.629.335,5	-	-	-	-
América do Norte.....	12.776,3	7.220,1	6.194,1	1.764,4	-	-	-	-
Total internacional	1.341.307,4	1.038.045,0	2.337.368,7	1.631.099,9	-	-	-	-
Total consolidado	5.555.683,7	4.952.515,8	2.745.400,5	2.022.153,2	1.346,0	1.346,0	-	-
Investidas não-consolidadas:								
América do Sul (fora do Brasil)	250.346,7	61.750,1	12.195,0	4.031,3	-	-	-	-
África.....	312.368,3	23.771,2	-	-	-	-	-	-
Total não consolidado	562.715,0	85.521,3	12.195,0	4.031,3	-	-	-	-
Área bruta e líquida (em hectares) desenvolvida:	6.118.398,7	5.038.037,1	2.757.595,4	2.026.184,5	1.346,0	1.346,0	-	-

Em 31 de dezembro de 2014

Área bruta e líquida (em hectares) não desenvolvidas:	Petróleo		Gás natural		Petróleo sintético		Gás sintético	
	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido
Brasil	1.298.072,5	1.156.821,2	255.516,2	248.728,1	-	-	-	-
Internacional								
América do Sul (fora do Brasil)	224.401,9	150.499,4	719.218,6	500.523,4	-	-	-	-
América do Norte.....	10.921,9	7.113,2	1.690,2	1.376,9	-	-	-	-
Total internacional	<u>235.323,7</u>	<u>157.612,6</u>	<u>720.908,8</u>	<u>501.900,3</u>	-	-	-	-
Total consolidado	<u>1.533.396,3</u>	<u>1.314.433,8</u>	<u>976.425,0</u>	<u>750.628,3</u>	-	-	-	-
Investidas não-consolidadas:								
América do Sul (fora do Brasil)	289.377,7	73.915,4	22.689,6	7.596,8	-	-	-	-
África.....	332.206,1	27.904,1	-	-	-	-	-	-
Total não consolidado	<u>621.583,8</u>	<u>101.819,5</u>	<u>22.689,6</u>	<u>7.596,8</u>	-	-	-	-
Total de área bruta e líquida (em hectares) não desenvolvida	<u>2.154.980,1</u>	<u>1.416.253,4</u>	<u>999.114,6</u>	<u>758.225,2</u>	-	-	-	-

(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 nos últimos três anos.

Poços exploratórios e de desenvolvimento da produção secos e produtivos líquidos			
	2014	2013	2012
Poços de exploração produtivos líquidos perfurados:			
Subsidiárias consolidadas:			
Brasil	48,3	67,55	44,7
América do Sul (fora do Brasil)	4,7	3,5	4,0
América do Norte	0,4	-	1,1
África	-	-	-
Outros.....	-	-	-
Total de subsidiárias consolidadas	<u>53,4</u>	<u>71,05</u>	<u>49,8</u>
Investidas não-consolidadas:			
América do Sul (fora do Brasil)	-	-	0,4
África	-	-	-
Total de poços de exploração produtivos perfurados	<u>53,4</u>	<u>71,05</u>	<u>50,2</u>
Poços de exploração secos líquidos perfurados:			
Subsidiárias consolidadas:			
Brasil	19,15	16,75	42,2
América do Sul (fora do Brasil)	1,1	0,8	3,0
América do Norte	-	0,9	0,5
África	-	-	0,7
Outros.....	-	-	-
Total de subsidiárias consolidadas	<u>20,25</u>	<u>18,45</u>	<u>46,4</u>
Investidas não-consolidadas:			
América do Sul (fora do Brasil)	-	0,5	-
África	0,9	-	-
Total de poços de exploração secos perfurados.....	<u>21,15</u>	<u>18,95</u>	<u>46,4</u>
Número total de poços exploratórios líquidos perfurados	<u>74,55</u>	<u>90,0</u>	<u>96,6</u>
Poços de desenvolvimento produtivos líquidos perfurados:			
Subsidiárias consolidadas:			
Brasil.....	397,97	399,73	355,1
América do Sul (fora do Brasil)	41,8	57,7	239,9
América do Norte	-	2,5	1,8
África	-	-	0,6
Outros.....	-	-	-
Total de subsidiárias consolidadas	<u>439,77</u>	<u>459,93</u>	<u>597,4</u>
Investidas não-consolidadas:			
América do Sul (fora do Brasil)	0,4	1,5	2,4
África	0,7	0,6	-
Total de poços de desenvolvimento produtivos perfurados	<u>440,87</u>	<u>462,03</u>	<u>599,8</u>
Poços de desenvolvimento secos líquidos perfurados:			
Subsidiárias consolidadas:			
Brasil.....	12,65	6	1
América do Sul (fora do Brasil)	-	-	-
América do Norte	-	-	-
África	-	-	-
Outros.....	-	-	-
Total de subsidiárias consolidadas	<u>12,65</u>	<u>6,0</u>	<u>1</u>
Investidas não-consolidadas:			
América do Sul (fora do Brasil)	-	-	-
África	0,1	-	-
Total de poços de desenvolvimento secos perfurados.....	<u>12,75</u>	<u>6,0</u>	<u>1</u>
Número total de poços líquidos perfurados de desenvolvimento.....	<u>453,62</u>	<u>468,03</u>	<u>600,8</u>

A tabela a seguir resume o número de poços em perfuração em 31 de dezembro de 2014. 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 em perfuração em 31 de dezembro de 2014		
	Fim do ano de 2014	
	Bruto	Líquido
Perfuração de poços		
Subsidiárias consolidadas:		
Brasil	45	39,05
Internacional:		
América do Sul (fora do Brasil)	8	4,6
América do Norte	3	1,4
África	–	–
Outros.....	–	–
Total internacional	<u>11</u>	<u>6</u>
Produção total consolidada.....	<u>56</u>	<u>45,05</u>
Investidas não-consolidadas:		
América do Sul (fora do Brasil)	3	0,9
África	3	0,3
Total de poços em perfuração	<u><u>62</u></u>	<u><u>46,25</u></u>

A tabela a seguir apresenta nossos preços médios de vendas 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	Investidas não-consolidadas(2)
	(U.S.\$)					
Durante 2014						
<i>Preços médios de vendas</i>						
Petróleo, por barril	87,84	79,28	90,31	–	87,64	100,62
Gás natural, por mil pés cúbicos(1)	7,99	3,50	4,77	–	7,45	–
Petróleo sintético, por barril	92,63	–	–	–	92,63	–
Gás sintético, por mil pés cúbicos	9,68	–	–	–	9,68	–
Custos médios de produção, por barril						
– total	16,89	12,32	6,23	–	16,49	32,45
Durante 2013						
<i>Preços médios de vendas</i>						
Petróleo, por barril	98,19	82,82	99,29	107,88	97,72	108,75
Gás natural, por mil pés cúbicos(1)	7,95	3,88	3,97	–	7,40	–
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	15,26	17,29	30,79	6,93	15,40	9,40
Durante 2012						
<i>Preços médios de vendas</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

(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 e na África-PO&G (2014 e 2013)

Item 4A. Comentários Não-Resolvidos de Equipe

Não aplicável

Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras

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

As informações provenientes de nossas demonstrações financeiras a partir de e para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012 foram preparadas de acordo com as normas IFRS emitidas pelo IASB. Para obter mais informações, consulte "Apresentação das Informações Financeiras e Outras" e Notas 2, 4 e 5 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Você deve ler a seguinte discussão sobre nossa situação financeira e os resultados das operações em conjunto com nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e as notas explicativas que começam na página F-5 do presente relatório anual.

Visão Geral

Nós geramos receita por meio de:

- vendas domésticas, que consistem em vendas de derivados de petróleo (incluindo diesel, gasolina, combustível de aviação, nafta, óleo combustível e gás liquefeito de petróleo), gás natural, etanol, energia elétrica e produtos petroquímicos;

- vendas de exportação, que consistem principalmente em vendas de petróleo e derivados de petróleo;
- vendas internacionais (excluindo vendas de exportação), que consistem em vendas de petróleo, gás natural e derivados de petróleo que são adquiridos, produzidos e refinados no exterior; e
- outras fontes, incluindo serviços, receita de juros de investimentos, participação dos lucros em investimentos de equivalência patrimonial, ganhos de variação cambial e ganhos de correção monetária sobre os instrumentos financeiros.

Nossas despesas incluem:

- custo das vendas (compostos por custos trabalhistas, custos operacionais e compras de petróleo e derivados de petróleo); manutenção e reparos dos ativos imobilizados; depreciação, exaustão e amortização dos ativos imobilizados; campos de petróleo e bônus de assinatura (custos de aquisição); e os custos de exploração de petróleo e gás;
- vendas (que incluem despesas de transporte e distribuição de nossos produtos), despesas gerais e administrativas;
- pesquisa e desenvolvimento;
- redução do valor recuperável dos ativos e outras despesas operacionais; e
- despesas com juros, correção monetária e perdas com variação cambial sobre a dívida e outros instrumentos financeiros.

As flutuações em nossa situação financeira e resultados das operações são resultantes de uma combinação de fatores, que inclui:

- o volume de petróleo, derivados de petróleo e gás natural que nós produzimos e vendemos;
- variações nos preços internacionais de petróleo e derivados de petróleo (denominado em dólares);
- alterações nos preços internos de derivados de petróleo e petróleo (denominado em reais);
- a demanda por derivados de petróleo no Brasil e a quantidade de importações necessárias para atender à demanda doméstica;
- os valores recuperáveis de ativos para fins do teste de redução do valor recuperável dos ativos;
- flutuações do real frente ao dólar norte-americano, e em menor grau, de outras moedas, conforme estabelecido na Nota 33.2 (c) das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas; e
- o montante de impostos que somos obrigados a pagar de produção das nossas operações.

Volumes de Vendas e Preços

A rentabilidade das nossas operações em qualquer período contábil está relacionada ao volume e aos preços do petróleo, derivados de petróleo, gás natural e biocombustíveis que vendemos e a relação desses preços com os preços internacionais. Nossas vendas líquidas consolidadas em 2014 totalizaram 1.447.912 mboe, representando US\$ 143.657 milhões em receitas de vendas, comparado com 1.384.616 mboe, representando US\$ 141.462 milhões em receitas de vendas, em 2013, e 1.385.917 mboe, representando US\$ 144.103 milhões em receitas de vendas, em 2012.

Na condição de uma companhia verticalmente integrada, processamos a maior parte de nossa produção de petróleo em nossas refinarias e vendemos os derivados de petróleo refinados principalmente no mercado interno brasileiro. Portanto, o preço dos derivados de petróleo no Brasil tem um impacto mais significativo sobre nossos resultados financeiros do que os preços do petróleo. Os preços internacionais dos derivados de petróleo variam ao longo do tempo em consequência de muitos fatores, incluindo o preço do petróleo. A longo prazo, temos a intenção de vender os nossos produtos no Brasil em paridade com os preços internacionais do produto. No entanto, uma vez que não ajustamos nossos preços da gasolina, diesel e outros derivados de petróleo para refletir a volatilidade a curto prazo nos mercados internacionais, nossas margens de refino podem ser significativamente diferentes do que as de outras companhias de petróleo internacionais integradas, dentro de um determinado período de informação financeira devido a significativos aumentos ou reduções, rápidos ou sustentados, nos preços internacionais de petróleo e derivados de petróleo, ou na taxa de câmbio real vs. dólar norte-americano.

O preço médio do petróleo Brent, petróleo de referência internacional, foi de US\$ 98,99 por barril em 2014, US\$ 108,66 por barril em 2013 e US\$ 111,58 por barril em 2012. Em dezembro de 2014, os preços médios do petróleo Brent foram US\$ 62,53 por barril. Devido à desvalorização do real ao longo de 2014, o preço médio do petróleo Brent, quando expresso em reais, caiu para R\$ 231,30 por barril durante 2014 e de R\$ 234,52 por barril durante 2013.

Em 2012, anunciamos aumentos no preço na refinaria (o preço de atacado que vendemos para distribuidores), totalizando 7,8% para gasolina e 10,2% para o diesel em comparação aos preços de 31 de dezembro de 2011, para ajustar parcialmente a elevação dos preços dos derivados de petróleo internacionais. Em 2013, anunciamos novos aumentos de preços na refinaria, num total de 10,9% para a gasolina e 19,6% para o diesel, em relação aos preços de 31 de dezembro de 2012; e em novembro de 2014, anunciamos novos aumentos de preços na refinaria totalizando 3% para a gasolina e 5% para o diesel, comparado com os preços de 31 de dezembro de 2013.

Desde novembro de 2013, a nossa política de preços da gasolina e diesel foi baseada nos seguintes princípios e objetivos:

- Atingir, em um período de tempo razoável, um alinhamento nos preços no Brasil do diesel e da gasolina com os preços internacionais; e
- Impedir a transferência de volatilidade nos preços internacionais do diesel e da gasolina para o consumidor doméstico.

Durante 2014, 77,7% de nossas receitas de vendas foram provenientes de vendas de derivados de petróleo, gás natural e outros produtos no Brasil, em comparação com 75,3% em 2013 e 69,7% em 2012.

Para o Exercício Findo em 31 de dezembro de

	2014			2013			2012		
	Volume (mbbl, exceto quando indicado de outra forma)	Preço Médio Líquido (U.S.\$)(1)	Receitas de Vendas (U.S.\$ milhões)	Volume (mbbl, exceto quando indicado de outra forma)	Preço Médio Líquido (U.S.\$)(1)	Receitas de Vendas (U.S.\$ milhões)	Volume (mbbl, exceto quando indicado de outra forma)	Preço Médio Líquido (U.S.\$)(1)	Receitas de Vendas (U.S.\$ milhões)
Diesel.....	365.510	116.50	42.586	359.266	115.30	41.435	343.063	112.39	38.558
Gasolina Automotiva.....	226.230	104.80	23.702	215.419	109.00	23.470	208.695	111.54	23.277
Óleo combustível (inclusive combustível para navios)	43.494	100.20	4.357	35.588	97.30	3.464	30.896	92.71	2.864
Nafta.....	59.443	94.60	5.622	62.520	94.10	5.885	60.331	95.23	5.745
GNL.....	85.723	43.50	3.729	84.281	47.00	3.960	81.992	50.32	4.126
Combustível de aviação.....	40.285	138.10	5.562	38.751	143.30	5.553	38.896	150.72	5.862
Outros derivados de petróleo.....	76.567	75.40	5.771	74.068	77.80	5.760	72.969	81.67	5.958
Subtotal derivados de petróleo	897.252	101.80	91.329	869.893	102.90	89.527	836.842	103.20	86.392
Gás natural (boe).....	162.633	49.40	8.035	149.277	49.40	7.376	130.544	50.41	6.580
Etanol, produtos de nitrogênio, renováveis e outros produtos não derivados de petróleo.....	36.181	106.70	3.862	33.346	146.00	4.868	30.369	132.60	4.027
Eletricidade, serviços e outros.....	-	-	8.384	-	-	4.693	-	-	3.498
Total mercado interno.....	1.096.066	-	111.610	1.052.516	-	106.464	997.755	-	100.497
Exportações.....	143.423	97.10	13.930	144.111	105.30	15.172	203.234	109.99	22.353
Vendas internacionais	208.423	86.90	18.117	187.989	105.50	19.826	184.928	114.92	21.253
Total mercado internacional	351.846	-	32.047	332.100	-	34.998	388.162	-	43.606
Receitas consolidadas de vendas.....	1.447.912	-	143.657	1.384.616	-	141.462	1.385.917	-	144.103

(1) Preço líquido médio calculado dividindo as receitas de vendas pelo volume do ano.

Efeito dos Impostos sobre nosso lucro

Além de impostos pagos pelos consumidores aos governos federal, estaduais e municipais, na forma de Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços, ou ICMS, somos obrigados a pagar três principais encargos sobre as nossas atividades de produção de petróleo no Brasil: royalties, participação especial e bônus de retenção. Para mais informações consulte o Item 4 "Informações sobre a companhia - Regulamentação do Setor de Petróleo e Gás no Brasil - Tributação sob Regime de Concessão para Petróleo e Gás" e Item 3 "Informações Principais - Fatores de Riscos- Riscos Relativos ao Brasil".

Estes encargos impostos pelo governo federal brasileiro estão incluídos no nosso custo dos produtos vendidos. Além disso, estamos sujeitos à tributação sobre a lucro uma alíquota efetiva de 34%, incluindo 25% de imposto de renda e um imposto de contribuição social à alíquota efetiva de 9%, percentual de imposto padrão sobre as empresas no Brasil.

Para mais informações sobre imposto de renda, outros impostos a pagar, imposto de renda diferido e uma reconciliação do imposto de renda calculado pela aplicação de uma taxa estatutária e a nossa despesa com impostos, ver Nota 21 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Inflação e Variação Cambial

Inflação

Desde a introdução do real como moeda brasileira em julho de 1994, a inflação no Brasil tem permanecido relativamente estável. A inflação foi de 6,41% em 2014, 5,91% em 2013 e 5,84% em 2012, medida pelo IPCA, o Índice Nacional de Preços ao Consumidor. A inflação teve, e poderá continuar a ter, efeitos na nossa condição financeira e resultados das operações. Para mais informações consulte o Item 3 " Informações Principais - Fatores de Risco- A inflação e as medidas do governo brasileiro para combater a inflação podem contribuir significativamente para a incerteza econômica no Brasil e podem nos afetar adversamente".

Variação Cambial

Nossa moeda funcional é o real brasileiro e nossa moeda de apresentação é o dólar norte-americano. Portanto, mantemos nossos registros financeiros em reais, e convertemos nossas demonstrações financeiras em dólares americanos para fins de apresentação com base nas taxas de câmbio médias vigentes durante o período ou a data do balanço patrimonial, de acordo com os critérios definidos no IAS 21 - "Os efeitos das mudanças nas taxas de câmbio".

Quando o real se aprecia em relação ao dólar, o efeito é o aumento de receitas e despesas expressas em dólares norte-americanos. Quando o real se deprecia em relação ao dólar norte-americano, o efeito é geralmente a redução das receitas e despesas expressas em dólares norte-americanos.

De 2003 a 2011, considerando as taxas de câmbio médias de cada ano, o real se valorizou frente ao dólar cada ano (em média 7% ao ano), com exceção de 2009 (quando se depreciou 9%). Em 2014, o real se desvalorizou 9,1% em relação ao dólar, em comparação com a depreciação de 10,4% em 2013 e depreciação de 16,7% em 2012. Ao longo de 2015, o real continuou a se desvalorizar em relação ao dólar norte-americano. Até 30 de abril de 2015, o real se depreciou em 12,7% em relação a 31 de dezembro de 2014.

As flutuações na taxa de câmbio têm múltiplos efeitos em nossos resultados operacionais em reais. O ritmo relativo no qual nossas receitas e despesas em reais aumentam ou diminuem com a taxa de câmbio, e seu impacto sobre nossas margens, é afetado por nossa política de preços no Brasil. As alterações ausentes nos preços internacionais de petróleo, derivados de petróleo e gás natural, quando o real se valoriza frente ao dólar norte-americano e nós não ajustamos nossos preços no Brasil, em geral, melhoram as nossas margens. As alterações ausentes nos preços internacionais de petróleo, derivados de petróleo e gás natural, quando o real se desvaloriza frente ao dólar norte-americano e nós não ajustamos nossos preços no Brasil, geralmente diminuem nossas margens operacionais.

A desvalorização do real frente ao dólar norte-americano também aumenta o nosso serviço de dívida em reais, à medida que quantidade de reais necessários para pagar o principal e juros sobre a dívida em moeda estrangeira aumenta com a desvalorização do real. A desvalorização do real também aumenta nossos custos de importação de petróleo e derivados de petróleo, a importação de bens e serviços necessários para as nossas operações e nossos impostos de produção. A menos que a desvalorização do real seja compensada por aumentos nos preços de nossos produtos vendidos no Brasil, uma desvalorização do real aumenta o nosso serviço de dívida em relação ao nosso fluxo de caixa e ao mesmo tempo reduz nossas margens operacionais.

As variações cambiais sobre ativos e passivos de entidades para as quais o real é a moeda funcional são registradas em lucros ou prejuízos, enquanto as variações cambiais sobre a conversão de subsidiárias estrangeiras são reconhecidas em outros resultados abrangentes no patrimônio líquido denominados em moeda estrangeira. À medida que a nossa dívida líquida denominada em outras moedas aumenta, o impacto negativo de uma depreciação do real sobre os nossos resultados e receita líquida quando expressa em reais também aumenta, reduzindo assim os lucros disponíveis para distribuição. A Nota 33.2 (c) das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas fornece mais informações sobre nossa exposição cambial relacionada a ativos e passivos.

Desde meados de maio 2013 nós designamos hedge de fluxo de caixa os seguintes itens: (a) os itens cobertos são partes de nossas prováveis receitas de exportação mensais futuras em dólares norte-americanos, (b) os instrumentos de hedge são porções de nossas obrigações de dívida de longo prazo denominadas em dólares americanos, e (c) o risco coberto é o efeito das mudanças nas taxas de câmbio entre o dólar americano e nossa moeda funcional, o real brasileiro. Ambas as obrigações de dívida de longo prazo (instrumentos de hedge) e exportações futuras (itens protegidos) são expostos aos riscos de moeda estrangeira de real / dólar à sua respectiva taxa de câmbio à vista. O hedge de fluxo de caixa permite ganhos e perdas decorrentes do efeito de alterações na taxa de câmbio de moeda estrangeira sobre os instrumentos de hedge a ser reconhecido em outros resultados abrangentes no patrimônio líquido e, em seguida, reclassificado a partir do capital próprio para os lucros ou prejuízos no período durante o qual as operações de hedge ocorrem, em vez de ser imediatamente reconhecido como lucros ou perdas. Veja Notas 4.3.6 e 33.2 (a) de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter mais informações sobre o nosso hedge de fluxo de caixa.

A variação cambial também afeta o valor dos lucros acumulados disponíveis para distribuição quando expressos em dólares norte-americanos. Os valores reportados como disponíveis para distribuição em nossos registros contábeis são calculados em reais e elaborados de acordo com o IFRS e podem aumentar ou diminuir quando expressos em dólares norte-americanos à medida que o real se valoriza ou desvaloriza frente ao dólar norte-americano.

Resultados das Operações

As diferenças em nossos resultados operacionais de ano para ano ocorrem em consequência de uma combinação de fatores, incluindo principalmente: o volume de petróleo, derivados de petróleo e gás natural que nós produzimos e vendemos; o preço pelo qual vendemos nosso petróleo, derivados de petróleo e gás natural e a relação desses preços com os preços internacionais; o nível e o custo das importações e exportações necessárias para satisfazer nossa demanda; impostos de produção; e o diferencial entre as taxas de inflação brasileiras e internacionais, ajustadas pela depreciação ou apreciação do real frente ao dólar norte-americano.

A tabela abaixo mostra o valor pelo qual cada uma dessas variáveis mudou durante os últimos três anos. Os volumes de produção apresentados nesta tabela são elaborados de acordo com o critério SPE, que são os critérios que aplicamos para analisar os nossos resultados operacionais:

	<u>2014</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Produção de Petróleo e GNL (mmbbl/d):			
Brasil	2.034	1.931	1.980
Internacional	85	109	139
Produção Internacional Não Consolidada(1)	31	19	7
Total petróleo e Produção de GNL	<u>2.150</u>	<u>2.059</u>	<u>2.126</u>
Varição no petróleo e Produção de GNL	4,4%	(3,2)%	(2,0)%
Preço médio de venda para o petróleo (U.S.\$/barril):			
Brasil	87,84	98,19	104,60
Internacional	82,93	89,86	94,37
Produção de gás natural (mmcf/d)(2):			
Brasil	2.556	2.334	2.250
Internacional	558	546	582
Total produção de gás natural.....	<u>3.114</u>	<u>2.880</u>	<u>2.832</u>
Varição na produção de gás natural (vendido apenas).....	8,1%	1,7%	4,4%
Preço médio de venda de gás natural (U.S.\$/mcf)(2):			
Brasil	7,99	7,95	8,08
Internacional	3,53	3,51	3,00
Taxa de câmbio no final do ano (reais/U.S.\$)	2,66	2,34	2,04
Valorização (desvalorização) durante o ano (3)	(13,4)%	(14,6)%	(8,9)%
Taxa média do câmbio do ano (reais/U.S.\$).....	2,35	2,16	1,96
Valorização (desvalorização) during the ano(4)	(9,1)%	(10,4)%	(16,7)%
Taxa de inflação (IPCA)	6,41%	5,91%	5,84%

(1) Empresas não consolidadas na Venezuela e na África.

(2) Os valores foram convertidos de bbl para pés cúbicos de acordo com a seguinte escala: 1 bbl = 6 pés cúbicos. Não incluem GNL mas incluem gás reinjetado

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

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

Praticamente todas as nossas receitas e despesas das nossas operações no Brasil são denominadas e pagas em reais. Quando o dólar americano se fortalece em relação ao real, como aconteceu em 2014 e 2013 (com uma valorização de 9,1% e 10,4%, respectivamente), as receitas e as despesas diminuem quando convertidas em dólares norte-americanos. A valorização do dólar frente ao real afeta os itens analisados abaixo de maneiras diferentes. Como consequência, a seguinte comparação entre nossos resultados das operações em 2014 e em 2013, e entre os nossos resultados operacionais em 2013 e 2012, é afetada pela desvalorização do real frente ao dólar norte-americano durante esse período. Veja a Nota 2 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2014 para obter mais informações sobre a conversão dos valores em reais para dólares norte-americanos.

Resultados das Operações - 2014 em comparação a 2013

Receita de Vendas

As receitas de vendas aumentaram 2%, para US\$ 143.657 milhões em 2014, de US\$ 141.462 milhões em 2013, impulsionadas principalmente por:

- Preços dos derivados de petróleo mais elevados no mercado interno, devido aos aumentos de preços do diesel e da gasolina aplicados em 2013 e 2014, e o impacto da valorização do dólar norte-americano frente ao real (9%) sobre o preço (em reais) de derivados de petróleo, que foi ajustado para refletir os preços internacionais (como querosene de aviação e nafta), bem como preços mais elevados da eletricidade e do gás natural;
- Um aumento de 3% na demanda interna de derivados de petróleo, principalmente diesel (2%), gasolina (5%) e óleo combustível (21%), e um aumento dos volumes de exportação de petróleo (12%), parcialmente compensados por uma redução dos volumes de exportação de derivados de petróleo (15%); e
- Efeitos da conversão cambial (valorização do dólar americano frente ao real), que reduziu o aumento das Receitas de Vendas em dólares americanos. Excluindo esses efeitos, as receitas de vendas aumentaram 11% quando expressas em reais.

Custo de Vendas

O custo de vendas aumentou em 1%, para US\$ 109.477 milhões em 2014 de US\$ 108.834 milhões em 2013, principalmente devido a:

- Aumento dos custos de importação e impostos de produção, atribuível à desvalorização do real;
- Aumento dos volumes de vendas de derivados no mercado interno (3%) e aumento dos volumes de importação de GNL para atender a demanda; e
- Custos de eletricidade mais altos em consequência do aumento dos preços da eletricidade no mercado spot.

Excluindo o impacto dos efeitos da conversão cambial (valorização do dólar norte-americano frente ao real), o custo das vendas aumentou 9% quando expresso em reais.

Despesas com Vendas

As despesas com vendas aumentaram 39%, para US\$ 6.827 milhões em 2014 de US\$ 4.904 milhões em 2013, principalmente devido a uma provisão para créditos de recebíveis do setor elétrico isolado na região Norte do Brasil (no valor de US\$ 1.948 milhões) principalmente para cobrir certos recebíveis comerciais devidos pelas subsidiárias da Eletrobras. Veja Nota 8.4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Despesas Gerais e Administrativas

As despesas gerais e administrativas diminuíram 5%, para US\$ 4.756 milhões em 2014, de US\$ 4.982 milhões em 2013, principalmente devido aos efeitos de conversão cambial. Excluindo esses efeitos, as despesas gerais e administrativas aumentaram em 4% quando expressas em reais, principalmente em consequência de despesas de remuneração mais elevadas com empregados decorrentes dos acordos coletivos de trabalho de 2013 e 2014. Para mais informações consulte o Item 6 "Conselheiros, Alta Administração e Empregados - Empregados e Relações Trabalhistas".

Custos de Exploração

Os custos de exploração aumentaram 3%, para US\$ 3.058 milhões em 2014 de US\$ 2.959 milhões em 2013, principalmente devido a um aumento nas baixas de poços secos ou subcomerciais. A repartição dos custos de exploração por categoria é definida na Nota 15 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Despesas com Pesquisa e Desenvolvimento

As despesas com pesquisa e desenvolvimento diminuíram 3%, para US\$ 1.099 milhões em 2014, de US\$ 1.132 milhões em 2013, principalmente devido aos efeitos da conversão cambial. Excluindo esses efeitos, as despesas com pesquisa e desenvolvimento foram 7% maiores quando expressas em reais. Esse aumento foi devido a um aumento nas receitas brutas dos campos de petróleo de alta produtividade no Brasil, uma vez que a ANP exige que invistamos pelo menos 1% de nossas receitas brutas provenientes desses campos em projetos de pesquisa e desenvolvimento, e também um resultado de maiores gastos em pesquisa e desenvolvimento para projetos no Brasil. Consulte o Item 5 "Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras" para mais detalhes sobre nossas atividades de pesquisa e desenvolvimento.

Redução ao valor recuperável dos ativos

Nós reconhecemos uma redução ao valor recuperável dos ativos de US\$ 16.823 milhões em 2014, principalmente relacionadas com os seguintes ativos:

- Refinarias no Brasil (US\$ 11.662 milhões): estes encargos resultaram de testes de impairment individualizados da segunda unidade de refino da Refinaria Abreu e Lima (RNEST) e no Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj) realizados devido ao adiamento de cada um desses projetos por um período de tempo prolongado. Esses adiamentos foram implementados como parte das nossas medidas de preservação de caixa e em resposta às dificuldades criadas para os nossos fornecedores pela investigação "Lava-Jato". Os encargos para impairment são principalmente atribuíveis a deficiências de planejamento do projeto, a utilização de uma taxa de desconto mais elevada (refletindo um prêmio de risco específico para os projetos adiados), um atraso nos fluxos de caixa esperados resultantes do adiamento desses projetos e menor crescimento econômico projetado no Brasil;
- Ativos domésticos e internacionais relacionados à exploração e produção de petróleo e gás natural (US\$ 3.766 milhões): esses encargos resultam principalmente de preços mais baixos do petróleo no mercado internacional; e

- Ativos petroquímicos (US\$ 1.121 milhões): esses encargos são principalmente atribuíveis a mudanças nas premissas de mercado e previsões resultantes de uma diminuição da atividade econômica, margens menores no mercado internacional e modificações nos regulamentos fiscais.

Veja notas 4.10, 5.2 e 14 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter mais informações sobre a redução ao valor recuperável desses ativos.

Baixas de Pagamentos Indevidos

No trimestre findo em 30 de setembro de 2014, nós demos baixa de US\$ 2.527 milhões em custos capitalizados que representavam montantes que a Petrobras pagou em excesso para a aquisição dos ativos imobilizados em exercícios anteriores, resultantes de um esquema ilegal de pagamentos descoberto pelo Gabinete do Procurador Geral do Brasil, em conexão com a investigação Lava-Jato. Veja a Nota 3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para uma descrição detalhada desta investigação os pagamentos indevidos praticados por certas empreiteiras e fornecedores da Petrobras e nossa resposta as fontes de informação a nós disponíveis, a nossa metodologia para estimar a avaliação sobre nossos ativos e o impacto desses pagamentos indevidos em nossas demonstrações financeiras.

Outras Despesas, Líquidas

Outras despesas líquidas aumentaram 376%, para US\$ 5.293 milhões em 2014 de US\$ 1.113 milhões em 2013. Este aumento de US\$ 4.180 refere-se principalmente a:

- A baixa dos custos capitalizados das refinarias Premium I e Premium II, devido à nossa decisão de abandonar esses projetos (US\$ 1.236 milhões). Veja a Nota 12.4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas;
- O impacto do nosso Plano de Incentivo de Demissão Voluntária - PIDV (US\$ 1.035 milhões). Veja a Nota 22.8 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas;
- Custos de decomissionamento mais elevados relacionados às áreas devolvidas e abandonadas (US\$ 501 milhões);
- A baixa de áreas de exploração e produção devolvidas à ANP e cancelamentos de projetos de exploração e produção (US\$ 249 milhões); e
- Despesas atuariais mais elevadas relacionadas aos aposentados, devido à revisão da nossa pensão e obrigações de benefícios médicos (US\$ 130 milhões).

Outras despesas também foram maiores em 2014 quando comparadas a 2013, principalmente porque nós reconhecemos os ganhos provenientes da alienação de 50% da nossa participação em ativos na África e no bloco BC-10 no Brasil em 2013 (o que não ocorreu em 2014). Esses efeitos foram parcialmente compensados por um ganho na alienação de nossa participação na Petrobras Energia Peru S.A. em 2014.

Receita Financeira Líquida (Despesa)

Despesa financeira líquida foi de US\$ 1.635 milhões em 2014, uma diminuição de US\$ 1.156 milhões em relação a 2013 (US\$ 2.791 milhões), resultante de:

- Uma diminuição nos encargos de variação cambial, devido a uma parcela menor de nossos passivos em dólares ficou exposta à variação cambial, devido à extensão da nossa política contábil de hedge de fluxo de caixa para as exportações futuras prováveis, a partir de maio de 2013. Para mais informações sobre nossa contabilização de hedge de fluxo de caixa, ver Notas 4.3.6 e 33.2 (a) de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas;

- Ganhos cambiais atribuíveis à valorização do dólar norte-americano frente a outras moedas, principalmente o Euro;
- Ganhos de correção monetária sobre um ativo contingente relacionado à receita financeira indevida - PIS e COFINS pagos por nós a partir de fevereiro de 1999 a dezembro de 2002; e
- Ganhos de correção monetária sobre os acordos de confissão de dívida com relação às contas a receber devidas pelas subsidiárias da Eletrobras.

As despesas financeiras também foram menores em 2014 em comparação a 2013, principalmente porque em 2013 nós reconhecemos os efeitos da liquidação de algumas de nossas dívidas tributárias e disputas através de nossa participação em um programa de refinanciamento fiscal federal/liquidação (REFIS), o que aumentou nossa despesa financeira de forma significativa em 2013 e não foi recorrente em 2014.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por maiores despesas com juros resultantes de um aumento de nossa dívida.

Imposto de Renda

Nós relatamos prejuízo para o ano fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2014, e, conseqüentemente, reconhecidos prejuízos fiscais a compensar para esse período. Veja a Nota 21.3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para uma reconciliação de alíquotas legais e a nossa despesa de imposto.

Lucro Líquido (Prejuízo) por Segmento de Negócio

Nós medimos o nível de desempenho no segmento de negócios com base no lucro líquido. O que se segue é uma discussão do lucro líquido de nossos seis segmentos de negócios para 2014, em comparação a 2013. Consulte o Item 4 "Informações sobre a companhia" e Notas 4.2 e 29 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter mais informações sobre nossos segmentos de negócios.

	Para o Exercício Findo em 31 de dezembro de		
	2014(1)	2013(1)	Variação Percentual
	(U.S.\$ milhões)		
Exploração e Produção	14.133	19.523	(28)%
Refino, Transporte e Comercialização	(15.405)	(8.150)	89%
Gás e Energia	(410)	631	(165)%
Biocombustível	(127)	(117)	9%
Distribuição	499	863	(42)%
Internacional	(1.145)	1.729	(166)%
Corporativo (2)	(5.359)	(3.331)	61%
Eliminações	447	(54)	(928)%
Receita líquida	<u>(7.367)</u>	<u>11.094</u>	<u>(166)%</u>

(1) Exceto participações não majoritárias.

(2) Nosso segmento corporativo é composto por nossas atividades financeiras não atribuíveis a outros segmentos, inclusive gestão financeira corporativa, overhead administrativo e despesas atuariais referentes aos nossos regimes de pensões e benefícios médicos para os aposentados.

Exploração e Produção

O lucro líquido no nosso segmento de Exploração e Produção diminuiu 28%, para US\$ 14.133 milhões em 2014 em comparação com US\$ 19,523 milhões em 2013, principalmente devido a (i) redução ao valor recuperável dos ativos reconhecidos em 2014 (US\$ 2.133 milhões - ver Nota 14 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas); (ii) baixas de pagamentos indevidos (US\$ 804 milhões - ver Nota 3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas); (iii) o impacto do nosso plano de incentivo de demissão voluntária (PIDV) (US\$ 415 milhões); (iv) aumento dos custos de desmobilização de áreas devolvidas e abandonadas (US\$ 501 milhões); (v) baixas de áreas de exploração e produção devolvidas à ANP (US\$ 249 milhões)

e (vi) custos operacionais mais elevados, tais como depreciação de equipamentos, manutenção de equipamentos, intervenções em poços, fretamento de plataformas de petróleo, materiais e aumento dos custos de remuneração dos empregados.

Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento da produção do petróleo e GNL (5%) e, quando comparado a 2013, pelo reconhecimento em 2013 de um ganho na alienação do projeto offshore de Parque das Conchas (BC-10).

O spread entre o preço médio do petróleo nacional (venda / transferência) e o preço médio do Brent aumentou de US\$ 10,47/bbl em 2013 para US\$ 11,15/bbl em 2014.

Para mais informações consulte o Item 4 "Informações sobre a companhia-Visão Geral do Grupo-Alterações nas Reservas Provadas" para obter informações sobre as mudanças em nossas reservas provadas.

Refino, Transporte e Comercialização

Em 2014, o prejuízo líquido de nosso segmento de Refino, Transporte e comercialização aumentou 89% para US\$ 15.405 milhões em 2014 em comparação com US\$ 8.150 milhões em 2013, em consequência de: (i) imparidades reconhecidas em 2014 (US\$ 12.782 milhões - ver Nota 14 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas); (ii) baixas de pagamentos indevidos (US\$ 1.398 milhões - ver Nota 3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas); (iii) baixa dos custos capitalizados nas refinarias Premium I e Premium II (US\$ 1.236 milhões - ver Nota 12.4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas); e (iv) o impacto do nosso plano de incentivo de demissão voluntária (PIDV). Esses efeitos foram parcialmente compensados pelos maiores preços médios de venda de derivados de petróleo atribuíveis ao aumento dos preços do diesel e da gasolina em 2013 e 2014, e por um aumento na produção de derivados de petróleo (2%).

Gás e Energia

Nosso segmento de Gás e Energia registrou um prejuízo de US\$ 410 milhões em 2014, comparado com um lucro líquido de R\$ 631 milhões em 2013, resultante de:

- Custos maiores de importação de GNL e de gás natural para atender à demanda termelétrica no Brasil;
- O impacto de um contrato com a YPFB para resolver disputas contratuais relativas a vários aspectos do GSA. Consulte o Item 4 "Informações sobre a Companhia-Visão Geral Grupo-Gás e Energia- Compromissos de Longo Prazo com Gás Natural" e a Nota 31 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas;
- Uma provisão para créditos de liquidação duvidosa de empresas que atuam no setor elétrico isolado na região Norte do Brasil (ver Nota 8.4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas);
- Baixas de pagamentos indevidos; e
- O impacto do nosso plano de incentivo de demissão voluntária (PIDV).

Estes efeitos foram parcialmente compensados pelos preços médios da eletricidade mais elevados no mercado spot, em consequência dos níveis mais baixos dos reservatórios de água no Brasil, e por um ganho de US\$ 274 milhões com a alienação de 100% de nossa participação na Brasil PCH S.A.

Biocombustível

O prejuízo líquido no segmento de biocombustíveis aumentou em 9%, para US\$ 127 milhões em 2014, em comparação com US\$ 117 milhões em 2013, principalmente devido à maior participação de perdas das investidas de biodiesel e o impacto do nosso plano de incentivo de demissão voluntária (PIDV). Estes efeitos foram

parcialmente compensados por menores perdas com operações de biodiesel e por uma diminuição nas depreciações de estoque a valor realizável líquido (valor de mercado).

Distribuição

O lucro líquido no segmento de distribuição diminuiu 42%, para US\$ 499 milhões em 2014 em comparação com US\$ 863 milhões em 2013, principalmente devido a maiores despesas com vendas atribuíveis a uma provisão para créditos de recebíveis de empresas que atuam no setor elétrico isolado na região Norte do Brasil (ver Nota 8.4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas) e o impacto do nosso plano de incentivo de demissão voluntária (PIDV), parcialmente compensado por um aumento no volume de vendas e margens médias mais elevadas no comércio de combustível.

Internacional

Nosso segmento Internacional registrou um prejuízo de US\$ 1.145 milhões em 2014, comparado a um lucro líquido de US\$ 1.729 milhão em 2013, devido principalmente a:

- As reduções ao valor recuperável dos ativos reconhecidas em atividades de exploração e produção, principalmente nos Estados Unidos e na nossa refinaria do Japão, resultando principalmente de uma queda nos preços internacionais de petróleo e derivados de petróleo. Veja Nota 14 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas;
- Uma provisão para perdas em investimentos líquidos em operações de exploração e produção na Venezuela, Equador e África;
- Maiores baixas no inventário maiores que o valor realizável líquido (valor de mercado) no Japão; e
- A margem bruta inferior, principalmente nas operações de exploração e produção internacionais, devido aos ativos alienados em 2014 e 2013 e uma redução nos preços internacionais de petróleo e derivados de petróleo.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por ganhos na alienação de nossa participação nas operações peruanas e de ativos onshore na Colômbia em 2014, em comparação com o ganho que nós reconhecemos em 2013 com a alienação de 50% dos ativos da Companhia na África.

Veja Nota 29 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter mais informações sobre nossos segmentos de negócios.

Resultados das Operações-2013 em comparação a 2012

Receita de Vendas

As receitas de vendas diminuíram 2%, para US\$ 141.462 milhões, de US\$ 144.103 milhões em 2012, impulsionadas principalmente pelos efeitos de conversão de moeda estrangeira (valorização do dólar frente ao real). Excluindo os efeitos de câmbio em moeda estrangeira, as receitas de vendas em moeda local aumentaram 8%, impulsionadas principalmente por:

- Preços dos derivados de petróleo mais elevados no mercado doméstico, principalmente em função de ajustes de preços da gasolina e do diesel, preços da eletricidade mais elevados e o impacto da valorização do dólar norte-americano (10%) sobre os preços dos derivados de petróleo que foi ajustado para refletir os preços internacionais;
- Um aumento de 4% no volume de vendas no mercado interno de derivados de petróleo, principalmente de diesel (5%), gasolina (4%) e óleo combustível (17%), compensado por menores

volumes de exportação de petróleo (43%), atribuíveis aos níveis mais baixos de produção e maior carga processada.

Custo de Vendas

O custo de vendas aumentou 1%, para US\$ 108.834 milhões, de US\$ 108.276 milhões em 2012, devido a:

- Um aumento de 4% no volume de vendas no mercado interno de derivados de petróleo, atendido pela maior produção de derivados de petróleo de nossas refinarias;
- Um aumento dos volumes de importação de gás natural para atender à demanda termelétrica e os volumes de importação mais elevados do petróleo atribuíveis ao aumento da carga processada em nossas refinarias;
- O impacto da valorização do dólar em nossos custos unitários; e
- Aumento dos custos de produção de petróleo, atribuível ao maior número de intervenções em poços e para start-up de novos sistemas de produção, que ainda não estão produzindo em plena capacidade.
- Excluindo os efeitos de conversão em moeda estrangeira, o custo em moeda local de vendas foi 11% maior em 2013.

Despesas com Vendas

As despesas com vendas foram relativamente estáveis em 2013 (US\$ 4.904 milhões) quando comparadas a 2012 (US\$ 4.927 milhões), expressas em dólares norte-americanos. Excluindo os efeitos de conversão cambial, as despesas com vendas foram 10% maiores em 2013, quando expressas em reais, principalmente em consequência das despesas mais elevadas com fretes, impulsionadas por maiores volumes de vendas no mercado interno.

Despesas Gerais e Administrativas

Despesas gerais e administrativas diminuíram 1%, para US 4.982 milhões dólares em 2013 de US\$ 5.034 milhões em 2012. Excluindo-se os efeitos da conversão da moeda estrangeira, moeda local, despesas gerais e administrativas aumentaram 9%, principalmente em consequência das despesas mais elevadas com remuneração dos empregados decorrentes dos acordos de negociação coletiva de 2012 e 2013.

Custos de Exploração

Os custos de exploração foram 26% menores em 2013 (US\$ 2.959 milhões) quando comparados a 2012 (US\$ 3.994 milhões), principalmente devido a menores baixas de poços secos ou subcomerciais. A análise dos custos de exploração, por natureza, é apresentada na Nota 15 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Despesas com Pesquisa e Desenvolvimento

As despesas com pesquisa e desenvolvimento permaneceram relativamente estáveis em 2013 (US\$ 1.132 milhões) quando comparadas a 2012 (US\$ 1.143 milhões). Consulte o Item 5 "Análise Operacional e Financeira e Perspectivas" para mais detalhes sobre nossas atividades de pesquisa e desenvolvimento.

Outras Despesas, Líquidas

A diminuição de 66% em nossas outras despesas operacionais líquidas em 2013 quando comparadas a 2012 (US\$ 1.113 milhões comparados a US\$ 3.306 milhões) é atribuível a ganhos na alienação de ativos, incluindo

a alienação de 50% da nossa participação em ativos na África e no bloco BC-10, tal como estabelecido na Nota 10 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas de 2013.

Receita Financeira Líquida (Despesas)

A despesa financeira líquida foi de US\$ 2.791 milhões em 2013, um aumento de US\$ 865 milhões em relação a 2012, resultante de:

- Rendimento financeiro menor em relação a 2012, quando nos beneficiamos do impacto positivo dos ganhos com a alienação de títulos do governo (Notas do Tesouro Nacional - Série B) e receita de juros sobre depósitos judiciais (US\$ 1.280 milhões);
- Maior despesa financeira devido ao aumento da dívida; e
- A liquidação de algumas de nossas dívidas tributárias e disputas através de nossa participação no programa de liquidação de imposto federal (REFIS).

Este aumento na despesa financeira líquida foi parcialmente compensado por perdas menores na taxa de variação cambial (US\$ 1.636 milhões) atribuíveis 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. Para mais informações sobre nossa contabilidade de hedge de fluxo de caixa, consulte Notas 4.3.6 e 33.2 (a) de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Imposto de Renda

O imposto de renda foi US\$ 984 milhões dólares mais baixo em 2013 quando comparado a 2012, devido a menor a renda antes dos impostos e do impacto das diferentes taxas de imposto de competência aplicadas por empresas domiciliadas no exterior, atribuíveis à alienação (e perda de controle) dos ativos na África .

Lucro Líquido (Prejuízo) por Segmento de Negócio

Nós medimos o desempenho no nível do segmento de negócios com base no lucro líquido. O que se segue é uma discussão sobre o nosso lucro líquido de nossos seis segmentos de negócios para 2013 em comparação a 2012. Consulte o Item 4 "Informações sobre a Companhia" e Nota 4.2 para demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter mais informações sobre nossos segmentos de negócios.

	Para o Exercício Findo em 31 de dezembro de		
	2013(1)	2012(1)	Variação Percentual
		(U.S.\$ milhões)	
Exploração e Produção.....	19.523	23.406	(17)%
Refino, Transporte e Comercialização.....	(8.150)	(11.718)	(30)%
Gás e Energia.....	631	861	(27)%
Biocombustível.....	(117)	(112)	4%
Distribuição.....	863	914	(6)%
Internacional.....	1.729	719	140%
Corporativo (2).....	(3.331)	(2.565)	30%
Eliminações.....	(54)	(471)	(89)%
Lucro líquido.....	11.094	11.034	1%

(1) Exceto participações não majoritárias.

(2) Nosso segmento corporativo consiste de nossas atividades financeiras não atribuíveis a outros segmentos, inclusive gestão financeira corporativa, overhead administrativo e despesas atuariais referentes aos nossos regimes de pensões e benefícios médicos para os aposentados.

Exploração e Produção

O lucro líquido de Exploração e Produção (E&P) diminuiu 17% em 2013 quando comparado a 2012, principalmente devido a uma diminuição na produção de petróleo e GNL (2%), resultante do declínio natural dos campos (ligeiramente compensado pelo startup da produção de novos sistemas), maiores custos de depreciação de equipamentos, aumento dos custos de frete para plataformas de petróleo, custos mais elevados de remuneração dos empregados e custos mais elevados de manutenção e intervenções de poço.

Os preços mais elevados do petróleo no mercado interno (venda / transferência, quando expressos em reais), menores baixas de poços secos ou subcomerciais e um ganho na alienação de nossa participação total no bloco BC-10 compensaram parcialmente esta redução do lucro líquido.

O spread entre o preço médio do petróleo nacional (venda / transferência) e o preço médio do Brent aumentou para US\$ 10,47 / bbl em 2013 de US\$ 6,98 / bbl em 2012.

Consulte o Item 4 "Informações sobre a Companhia-Visão Geral do Grupo - Alterações nas Reservas Provasdas" para obter informações sobre as mudanças nas reservas provadas.

Refino, Transporte e Comercialização

Em 2013, nosso prejuízo líquido do segmento RTC diminuíram 30% quando comparadas a 2012, refletindo os ajustes nos preços do diesel e da gasolina no mercado interno a partir de junho de 2012, e a matéria-prima mais cara processada em nossas refinarias, reduzindo a participação das importações de derivados de petróleo em nosso mix de vendas, parcialmente compensado pelo aumento dos custos de aquisição/transferência de petróleo (quando expresso em reais).

Gás e Energia

Nosso lucro líquido do segmento de Gás e Energia diminuiu 27% em 2013 devido ao aumento dos custos de importação de GNL e gás natural necessário para satisfazer a maior demanda termelétrica. Esta redução foi parcialmente compensada pela maior geração de termoelectricidade e os preços médios mais elevados da eletricidade, principalmente atribuível à diminuição nos níveis de água dos reservatórios das usinas hidrelétricas localizadas no Brasil (causada pela baixa pluviosidade), e, portanto, com um aumento na diferença dos preços de liquidação.

Biocombustível

As perdas líquidas de biocombustíveis aumentaram 4% em 2013, impulsionadas pelos menores preços médios de venda de biodiesel (que caíram 11% em relação a 2012). Estas perdas líquidas foram parcialmente compensadas por uma redução na nossa participação em perdas de investimentos em etanol, atribuível aos aumentos nos volumes de venda de etanol, energia elétrica e açúcar, bem como o aumento nos preços médios de venda de etanol e de energia elétrica.

Distribuição

Nosso lucro líquido do segmento de Distribuição diminuiu 6% em 2013 em comparação com 2012. Excluindo os efeitos de conversão cambial, o lucro líquido em moeda local do nosso segmento de distribuição aumentou devido a um crescimento de 7% nas margens comerciais médias e a um aumento de 4% no volume de vendas. Este aumento foi parcialmente compensado pelo aumento das despesas de venda e administrativas.

Os volumes de vendas de distribuição aumentaram no quarto trimestre de 2013, mas perdemos participação de mercado em 2013 (37,5%), quando comparado a 2012 (38,1%), devido a uma mudança no mix de vendas, a fim de obter margens mais elevadas.

Internacional

Nosso lucro líquido do segmento Internacional aumentou 140% devido a ganhos na alienação de ativos, de acordo com nosso programa de desinvestimento PRODESIN, principalmente na África e nos Estados Unidos, e ao reconhecimento de créditos fiscais na Holanda. Os custos de exploração mais baixos e baixas de poços também tiveram um impacto positivo. Este aumento no lucro líquido foi parcialmente compensado pela menor produção de petróleo e GNL.

Veja Nota 29 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter mais informações sobre nossos segmentos de negócios.

Informações adicionais por Segmento de Negócios

Os dados financeiros adicionais selecionados por segmento de negócio para 2014, 2013 e 2012 aparecem na tabela abaixo:

	Para o Exercício Findo em 31 de dezembro de		
	2014	2013	2012
	(U.S.\$ milhões)		
Exploração e Produção			
Receitas de vendas a terceiros (1)(2)	500	1,114	843
Receitas líquidas entre segmentos.....	65.116	67.096	73.871
Total Receitas de Vendas (2)	65.616	68.210	74.714
Lucro líquido (prejuízo)(3).....	14.133	19.523	23.406
Despesas de capital e investimentos.....	24.164	27.566	21.959
Ativos imobilizados	135.671	126.716	102.779
Refino, Transporte e Marketing			
Receitas de vendas a terceiros (1)(2)	73.069	74.290	78.876
Receitas de vendas entre segmentos.....	39.251	37.375	37.950
Total receitas de vendas (2)	112.320	111.665	116.826
Lucro líquido (prejuízo)(3).....	(15.405)	(8.150)	(11.718)
Despesas de capital e investimentos.....	7.778	14.243	14.745
Ativos imobilizados	49.662	66.522	63.822
Gás e Energia			
Receitas de vendas a terceiros (1)(2)	16.187	12.826	10.515
Receitas de vendas entre segmentos.....	1.695	1.191	1.288
Total receitas de vendas (2)	17.882	14.017	11.803
Lucro líquido (prejuízo)(3).....	(410)	631	861
Despesas de capital e investimentos.....	2.545	2.716	2.113
Ativos imobilizados	22.126	20.882	21.585
Biocombustível			
Receitas de vendas a terceiros (1)(2).....	28	64	90
Receitas de vendas entre segmentos.....	238	324	365
Total receitas de vendas (2)	266	388	455
Lucro líquido (prejuízo) (3)	(127)	(117)	(112)
Despesas de capital e investimentos.....	112	143	147
Ativos imobilizados	205	222	255
Distribuição			
Receitas de vendas a terceiros (1)(2)	40.600	39.028	39.718
Receitas de vendas entre segmentos.....	1.129	995	878
Total receitas de vendas (2)	41.729	40.023	40.596
Lucro líquido (prejuízo)(3).....	499	863	914
Despesas de capital e investimentos.....	446	514	666
Ativos imobilizados	2.284	2.350	2.374
Internacional			
Receitas de vendas a terceiros (1)(2)	13.273	14.140	14.061
Receitas de vendas entre segmentos.....	639	2.162	3.868
Total receitas de vendas (2)	13.912	16.302	17.929
Lucro líquido (prejuízo)(3).....	(1.145)	1.729	719
Despesas de capital e investimentos.....	1.513	2.368	2.572
Ativos imobilizados	6.058	7.971	10.882

- (1) Como uma companhia verticalmente integrada, nem todos os nossos segmentos têm receitas significativas de terceiros. Por exemplo, nosso segmento de Exploração e Produção é responsável por uma grande parte de nossa atividade econômica e investimentos, mas tem poucas receitas de terceiros.
- (2) As receitas provenientes da comercialização de petróleo para terceiros são classificadas de acordo com os pontos de venda, o que poderia ser tanto o segmento de Exploração e Produção ou o de Refino, Transporte e Comercialização.
- (3) Exceto participações não majoritárias.

Liquidez e Recursos de Capital

Visão Global

Nossos principais usos de recursos em 2014 foram para os investimentos (US\$ 34.750 milhões) e pagamento de dividendos (US\$ 3.918 milhões). Nós atendemos esses requisitos com caixa gerado pelas atividades operacionais (no valor de US\$ 26.632 milhões), financiamento líquido a longo prazo (no valor de US\$ 15.024 milhões) e alienação de ativos (no valor de US\$ 3.744 milhões). Em 31 de dezembro de 2014, nosso fluxo de caixa das operações foi menor que os recursos necessários para financiar os nossos investimentos, despesas com juros e pagamento de dividendos.

Em 2015, nossa capacidade de investir recursos disponíveis tem sido limitada, em consequência de uma diminuição nas receitas operacionais futuras esperadas após a queda dos preços internacionais do petróleo, junto com a desvalorização do real, o que aumentou as nossas saídas de caixa do serviço da dívida para o curto prazo, a cuja maioria é denominada em moedas estrangeiras. Nós também tivemos recentemente o acesso limitado a novas fontes de captação, em grande parte em consequência da Operação Lava-Jato. Em consequência, nossa administração decidiu adiar projetos afetados pelas dificuldades enfrentadas por contratantes ou pela falta de fornecedores qualificados disponíveis no Brasil. Veja a Nota 3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter informações detalhadas sobre a Operação Lava-Jato.

Esperamos recuperar o acesso regular em 2015 para financiamento de médio e longo prazos, inclusive através da emissão de títulos nos mercados de capitais internacionais e financiamento bancário.

Em 2015, nossas principais necessidades de caixa são para atender nossos investimentos orçados para o ano (no valor de US\$ 29 bilhões) e para os pagamentos do principal e dos juros de US\$ 16.042 milhões sobre nossa dívida.

Estratégia de Financiamento

Nossa estratégia de financiamento é financiar os investimentos necessários para cumprir os nossos objetivos de crescimento a longo prazo para a produção de petróleo e preservar o nosso saldo de caixa, liquidez e atender o pagamento das obrigações do principal e dos juros.

No curto prazo, vamos prosseguir com nossa estratégia de financiamento ao continuar a utilizar o fluxo de caixa de nossas operações, reduzir nosso saldo de caixa, equivalentes a caixa e títulos e valores mobiliários (que em 31 de dezembro de 2014 totalizaram US\$ 26 bilhões) e utilizar os recursos obtidos com a venda de alguns de nossos ativos nos termos de nosso programa de desinvestimento anunciado em março de 2015. Nós também esperamos continuar a levantar capital por meio de vários ajustes de financiamentos de médio e longo prazos, incluindo a emissão de títulos nos mercados de capitais internacionais, financiamento de crédito de exportação e financiamentos bancários. Ao fazê-lo, nós também planejamos estender nosso perfil de vencimento da dívida atual.

Em 2014, uma parte de nossas necessidades de financiamento foi atendida pela alienação de ativos através do nosso programa de desinvestimento. A receita da alienação dos ativos totalizou US\$ 3.744 milhões em 2014 (em comparação com US\$ 3.820 milhões em 2013). Ver Nota 10 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter mais informações a respeito de tais alienações de ativos.

Em 2015 e daqui para frente, temos a intenção de atender às nossas necessidades de financiamento, completando nosso fluxo de caixa operacional com uma combinação entre desinvestimentos (que pode elevar-se

para US\$ 13.7 bilhões em todos os nossos segmentos de negócios para o período entre 2015 e 2016), nova dívida a partir de uma ampla gama de fontes de financiamento tradicionais, incluindo o BNDES, bancos comerciais brasileiros e internacionais, agências de crédito à exportação, bancos de desenvolvimento de governo não brasileiros e dos mercados internacionais de capitais de dívida, bem como diminuir nossos saldos de caixa no fim do ano e facilidades de crédito existentes. Até 30 de abril de 2015, nós firmamos acordos de financiamento (principalmente linhas de crédito) com os bancos comerciais brasileiros e internacionais no valor de aproximadamente US\$ 10 bilhões). Veja Nota 35 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Regulamentação do Governo

Somos obrigados a apresentar nossas despesas de capital no orçamento anual (Plano de Dispendios Globais, ou PDG) ao Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão do Brasil e ao Ministério de Minas e Energia do Brasil. Após a avaliação feita por estas autoridades governamentais, o Congresso Brasileiro deve aprovar o orçamento. Embora o nível total de nossos investimentos anuais seja regulado, a aplicação específica dos recursos fica ao nosso critério.

O Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão do Brasil controla o valor total da dívida de médio e longo prazos que nós e nossas subsidiárias brasileiras podemos contratar, por meio da aprovação do orçamento anual. Antes de levantar dívida de médio e longo prazos, nós e nossas subsidiárias brasileiras também devemos obter a aprovação da Secretaria do Tesouro Nacional. Toda a nossa dívida denominada em moeda estrangeira, bem como a dívida em moeda estrangeira de nossas subsidiárias brasileiras, devem ser registradas junto ao Banco Central. Nós também temos que obter uma autorização do Banco Central, de acordo com a lei em vigor, a fim de fazer eventuais remessas de recursos ao exterior exigidas por instrumentos de garantia que celebramos em conexão com a constituição de dívida em moeda estrangeira.

No entanto, a contração de dívidas por nossas subsidiárias não brasileiras, incluindo PGF, não está sujeita a registro no Banco Central ou à aprovação da Secretaria do Tesouro Nacional.

Toda dívida de médio e longo prazos incorrida pela Petrobras ou por suas subsidiárias requer a aprovação de nossa Diretoria Executiva, dentro dos parâmetros estabelecidos por nosso conselho de administração, com exceção da emissão de debêntures, que exige a aprovação de nosso conselho de administração.

Fontes de Recursos

Nosso Fluxo de Caixa

Em 2014, os recursos necessários para financiar nossos dispendios de capital (US\$ 34.750 milhões) e pagamento de dividendos (US\$ 3.918 milhões) foram pagos pelo fluxo de caixa das operações (US\$ 26.632 milhões), receita líquida de financiamento de longo prazo (US\$ 15.024 milhões) e caixa gerado pela alienação de ativos (US\$ 3.744 milhões). Nós também tivemos um superávit de caixa que permitiu o aumento de nosso saldo de caixa e equivalentes, assim como títulos públicos e depósitos a prazo com vencimentos de mais de três meses, no valor de US\$ 25.957 milhões em 31 de dezembro de 2014, de US\$ 19.746 milhões em 31 de dezembro de 2013.

O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais aumentou 1% em 2014 em comparação com 2013. Excluindo os efeitos de conversão cambial, o caixa gerado pelas atividades operacionais aumentou em 11% quando expresso em reais, em consequência do maior lucro bruto e uma redução nos estoques.

As receitas de financiamento de longo prazo, líquido de amortizações, totalizaram US\$ 15.024 milhões em 2014. As principais fontes de financiamento de longo prazo foram as emissões de Notas Globais no valor de US\$ 13.6 bilhões nos mercados internacionais de capitais e financiamento de longo prazo obtido nos mercados bancários nacionais e internacionais.

Os rendimentos de alienações de ativos em 2014 totalizaram US\$ 3.744 milhões, resultantes principalmente das vendas da Petrobras Energia Peru, Brasil PCH, Innova e Gasmig.

Os usos de caixa foram principalmente para despesas de capital e investimentos em unidades operacionais, que somaram US\$ 34.750 milhões em 2014, um decréscimo de 23% em relação a 2013 (US\$ 45.163 milhões), devido principalmente a uma diminuição no RTC (US\$ 5.394 milhões) e nas despesas de capital de produção e exploração (US\$ 3.612 milhões).

O pagamento de dividendos aumentou 48%, para US\$ 3.918 milhões em 2014 de US\$ 2.656 milhões em 2013.

Em 31 de dezembro de 2014, nosso saldo de caixa e equivalentes a caixa totalizaram US\$ 16.655 milhões, em comparação a US\$ 15.868 milhões em 31 de dezembro de 2013. Nosso saldo de títulos públicos e depósitos a prazo com vencimentos de mais de três meses aumentou para US\$ 9.302 milhões em 31 de dezembro de 2014, de US\$ 3.878 milhões em 31 de dezembro de 2013.

Dívida de Curto Prazo

Nossa dívida de curto prazo serve a muitos propósitos, inclusive o suporte a nosso capital de giro e às nossas importações de petróleo e derivados de petróleo. Em 31 de dezembro de 2014, nossa dívida total de curto prazo totalizou US\$ 3.484 milhões e a parcela atual da nossa dívida de longo prazo totalizou US\$ 6.845 milhões, comparado a US\$ 3.654 milhões e US\$ 3.118 milhões em 31 de dezembro de 2013, respectivamente.

Dívida de Longo Prazo

Nossos financiamentos de longo prazo consistem principalmente de títulos emitidos nos mercados internacionais de capitais, financiamentos de bancos de desenvolvimento (como o BNDES), empréstimos de bancos comerciais nacionais e internacionais e montantes em aberto garantidos por agências de crédito a exportação e agências multilaterais. A parcela não circulante de nossa dívida total de longo prazo totalizou US\$ 120.218 milhões em 31 de dezembro de 2014, em comparação com US\$ 106.235 milhões em 31 de dezembro de 2013. Este aumento foi devido principalmente ao financiamento dos mercados bancários nacionais e internacionais e emissão de obrigações denominadas em dólares, euro e libra esterlina. Estes recursos financeiros serão utilizados principalmente para financiar as despesas de capital para desenvolver o petróleo e as propriedades produtoras de gás natural, construção de navios e de dutos, construir e expandir instalações industriais, entre outros. Veja Nota 17 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas a respeito da distribuição das dívidas, cronograma de rolagem da nossa dívida não corrente por fonte e outras informações.

As seguintes emissões internacionais de dívidas estão inseridas nestes valores de 31 de dezembro de 2014:

Notas (*)	Valor contábil em 31 de dezembro de 2014 (U.S.\$ milhões)
2.150% de Títulos PGF em Yen Japonês com vencimento em 2016(**)(1).....	290
3.875% de Notas Globais PGF com vencimento em 2016(**)	2.497
6.125% de Notas Globais PGF com vencimento em 2016(**)	885
2.000% de Notas Globais PGF com vencimento em 2016.....	1.247
Notas Globais com Taxa Flutuante com vencimento em 2016(2).....	999
3.250% de Notas Globais PGF com vencimento em 2017.....	1.597
3.500% de Notas Globais PGF com vencimento em 2017(**)	1.744
5.875% de Notas PESA com vencimento em 2017.....	300
Notas Globais PGF com Taxa Flutuante com vencimento em 2017(3)	1.397
2.750% de Notas Globais PGF com vencimento em 2018(4)	1.815
4.875% de Notas Globais PGF com vencimento em 2018(**)(5).....	1.510
5.875% de Notas Globais PGF com vencimento em 2018(**)	1.743
8.375% de Notas Globais PGF com vencimento em 2018(**)	574
7.875% de Notas Globais PGF com vencimento em 2019(**)	2.776
3.000% de Notas Globais PGF com vencimento em 2019.....	1.987
3.250% de Notas Globais PGF com vencimento em 2019(6).....	1.571
Notas Globais PGF com Taxa Flutuante com vencimento em 2019(7)	1.497
4.875% de Notas Globais PGF com vencimento em 2020.....	1.494
5.750% de Notas Globais PGF com vencimento em 2020(**)	2.482
Notas Globais PGF com Taxa Flutuante com vencimento em 2020(8)	499
3.750% de Notas Globais PGF com vencimento em 2021(9)	904
5.375% de Notas Globais PGF com vencimento em 2021(**)	5.317
5.875% de Notas Globais PGF com vencimento em 2022(**) (10).....	723
4.250% de Notas Globais PGF com vencimento em 2023(11)	836
4.375% de Notas Globais PGF com vencimento em 2023.....	3.457
6.250% de Notas Globais PGF com vencimento em 2024.....	2.488
4.750% de Notas Globais PGF com vencimento em 2025(12)	962
6.250% de Notas Globais PGF com vencimento em 2026(**)(13).....	1.069
5.375% de Notas Globais PGF com vencimento em 2029(14)	683
6.625% de Notas Globais PGF com vencimento em 2034(15)	921
6.875% de Notas Globais PGF com vencimento em 2040(**)	1.471
6.750% de Notas Globais PGF com vencimento em 2041(**)	2.370
5.625% de Notas Globais PGF com vencimento em 2043.....	1.710
7.250% de Notas Globais PGF com vencimento em 2044.....	988

(*) A Petrobras garante total e incondicionalmente as notas emitidas pela PGF.

(**) Originalmente emitidas pela PifCo.

- (1) Emitidas pela PifCo em 27 de Setembro de 2006, no valor de ¥ 35 bilhões, com o apoio da Petrobras através de um compromisso de compra.
- (2) Taxa variável equivalente a USD LIBOR de três meses mais *spread* de 1,620%
- (3) Taxa variável equivalente a USD LIBOR de três meses mais *spread* de 2,360%
- (4) Emitidas pela PGF em 14 de janeiro de 2014, no valor de € 1,5 bilhão.
- (5) Emitidas pela PifCo em 09 de dezembro de 2011, no montante de € 1,25 bilhão.
- (6) Emitidas pela PGF em 01 de outubro de 2012, no valor de € 1,3 bilhão.
- (7) Taxa variável equivalente a USD Libor de três meses mais *spread* de 2,140%
- (8) Taxa variável equivalente a USD Libor de três meses mais *spread* de 2,880%
- (9) Emitidas pela PGF em 14 de janeiro de 2014, no montante de € 750 milhões.
- (10) Emitidas pela PifCo em 09 de dezembro de 2011, no montante de € 600 milhões.
- (11) Emitidas pela PGF em 01 de outubro de 2012, no montante de € 700 milhões.
- (12) Emitidas pela PGF em 14 de janeiro de 2014, no montante de € 800 milhões.
- (13) Emitidas pela PifCo em 12 de dezembro de 2011 no valor de £ 700 milhões.
- (14) Emitidas pela PGF em 01 de outubro de 2012, no valor de £ 450 milhões.
- (15) Emitidas pela PGF em 14 de janeiro de 2014, no valor de £ 600 milhões.

Acordos não incluídos no Balanço

Em 31 de dezembro de 2014, não tínhamos acordos não incluídos no balanço que tinham, ou poderiam ter, um efeito relevante em nossa condição financeira, receitas ou despesas, nos resultados das operações, liquidez, investimentos ou recursos de capital.

Usos de Fundos

Despesas de Capital e Investimentos

Nós investimos um total de US\$ 37.004 milhões em 2014, um decréscimo de 23%, quando comparado aos nossos investimentos de US\$ 48.097 milhões em 2013. Nossos investimentos em 2014 foram direcionados principalmente para o aumento da produção de petróleo e gás. Dos nossos investimentos totais em 2014, US\$ 24.164 milhões foram investidos em projetos de exploração e desenvolvimento no Brasil e US\$ 1.336 milhões em projetos de exploração e desenvolvimento no exterior.

A tabela a seguir apresenta nossos investimentos consolidados para cada um dos nossos segmentos de negócio em 2014, 2013 e 2012:

	Para o Exercício Findo em 31 de dezembro de		
	2014	2013	2012
		(U.S.\$ milhões)	
Exploração e Produção	24.164	27.566	21.959
Refino, Transporte e Comercialização	7.778	14.243	14.745
Gás e Energia	2.545	2.716	2.113
Biocombustível	112	143	147
Distribuição	446	514	666
Internacional			
Exploração e Produção	1.336	2.126	2.347
Refino, Transporte e Comercialização	104	156	131
Gás e Energia	26	26	5
Distribuição	41	52	72
Outros	6	8	17
Corporativo	446	547	747
Total	37.004	48.097	42.949

Em 22 de abril de 2015, anunciamos gastos planejados de capital de US\$ 29 bilhões em 2015 e cerca de US\$ 25 bilhões em 2016. Planejamos atender nossos investimentos orçados principalmente por meio de caixa gerado internamente, instalações estruturadas e empréstimos de financiamento de projetos, empréstimos dos bancos comerciais, desinvestimentos, emissões em mercados de capitais internacionais e outras fontes de capital. Nossos investimentos atuais podem variar substancialmente dos números projetados definidos acima em consequência das condições de mercado e do custo e disponibilidade dos fundos necessários.

Dividendos

Nosso Conselho de Administração propôs a não distribuição de dividendos em 2015 para lucros acumulados no exercício findo em 31 de dezembro de 2014, porque reportamos um prejuízo líquido para o ano fiscal. Veja a Nota 23.5 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Para mais informações sobre nossa política de dividendos, incluindo uma descrição do dividendo mínimo a que nossos acionistas preferenciais têm direito de acordo com nosso regulamento, ver "Distribuição Compulsória" e "Pagamento de Dividendos e Juros sobre Capital Próprio" no Item 10 "Informações Adicionais-Atos Constitutivos e Estatuto Social".

Obrigações Contratuais

A tabela abaixo resume nossas obrigações contratuais e compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2014:

	Pagamentos Vencidos por Período				
	Total	< 1 ano	1-3 anos (U.S.\$ milhões)	3-5 anos	> 5 anos
Obrigações contratuais					
Itens do Balanço Patrimonial (1):					
Obrigações de dívida (2)	132.086	11.868	24.520	41.978	53.720
Obrigações de arrendamento.....	72	16	18	13	25
Provisão de custos com desmobilização.....	8.267	445	540	55	7.227
Total de itens do Balanço Patrimonial.....	140.425	12.329	25.078	42.046	60.972
Outros compromissos contratuais de longo prazo					
Gás natural ship-or-pay	3.815	630	1.276	1.289	620
Contratos de prestação de serviço	90.495	29.093	20.780	16.897	23.725
Contratos de suprimento de gás natural	12.487	1.786	3.263	3.378	4.060
Arrendamento operacionais.....	118.404	14.644	19.569	18.930	65.261
Acordos de compra	31.981	16.356	13.964	678	983
Total de compromissos contratuais de longo prazo.....	257.182	62.509	58.852	41.172	94.649
Total.....	397.607	74.838	83.930	83.218	155.621

- (1) Exceto o valor de US\$ 37.438 milhões relativos às nossas obrigações com pensões e benefícios médicos, que são parcialmente financiados por US\$ 20.151 milhões em ativos do plano. As informações sobre planos de benefícios pós-aposentadoria dos empregados, incluindo um calendário de vencimento esperado das responsabilidades com pensões e benefícios médicos, encontra-se na Nota 22 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.
- (2) Inclui juros devidos, dívida de curto prazo e dívida de longo prazo (parte circulante e não circulante). Informações sobre os nossos pagamentos futuro do principal e dos juros (não descontados) para os próximos anos encontra-se na Nota 33.6 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Estimativas e Políticas Contábeis Críticas

Informações sobre as áreas que requerem maior julgamento ou envolvem um grau mais elevado de complexidade na aplicação das políticas contábeis que atualmente afetam nossa condição financeira e resultados das operações aparecem na Nota 5 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas (compreendendo as reservas de petróleo e gás, depreciações e a redução ao valor recuperável dos ativos; identificação das unidades geradoras de caixa para teste da redução ao valor recuperável dos ativos; pensão e outras obrigações pós-aposentadoria; passivos contingentes e provisões; desmobilização de áreas; instrumentos financeiros derivativos; contabilidade de hedge; abordagem de contabilidade com respeito à Operação Lava-Jato; e provisão para créditos de liquidação duvidosa). As informações adicionais sobre nossas políticas contábeis e novas alterações e normas são fornecidas nas Notas 4 e 6 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas. Outras informações sobre a redução ao valor recuperável dos ativos são apresentadas na Nota 14 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas. Além disso, ampliamos nesse instrumento a discussão de alguns dos itens abordados nas demonstrações financeiras para determinados temas, tais como a metodologia de estimativa para a determinação da baixa de pagamentos indevidos incorretamente capitalizados; desmobilização de áreas e remediação ambiental; teste da redução ao valor recuperável dos ativos de refino; pensões e benefícios médicos; bem como a provisão para créditos de recebíveis.

As estimativas contábeis que fazemos nestes contextos nos obrigam a fazer suposições sobre assuntos que são altamente incertos. As notas acima mencionadas abordam apenas as estimativas que consideramos mais importantes com base no grau de incerteza e na probabilidade de um impacto material se usássemos uma estimativa diferente. Há muitas outras áreas nas quais usamos estimativas sobre questões incertas, mas o efeito razoavelmente provável de estimativas alteradas ou diferentes não é relevante para nossa apresentação financeira.

Metodologia de Estimativa para Determinar Baixas de Pagamentos Indevidos

No terceiro trimestre de 2014, nós demos baixa em US\$ 2.527 milhões de custos capitalizados que representam montantes que a Petrobras pagou indevidamente para a aquisição dos ativos imobilizados nos anos anteriores.

De acordo com o depoimento das investigações criminais brasileiras que se tornaram disponíveis a partir de outubro de 2014, altos funcionários da Petrobras conspiraram com empreiteiras, fornecedores e outros, de 2004 até abril de 2012 para estabelecer e implementar um cartel ilegal que sistematicamente sobrecarregou a Petrobras com relação à aquisição dos ativos imobilizados. Dois diretores da Petrobras e um gerente executivo estavam envolvidos neste esquema de pagamento, nenhum dos quais está trabalhando conosco desde abril de 2012. Os pagamentos indevidos foram utilizados para financiar pagamentos a partidos políticos, políticos eleitos ou outros agentes políticos, empregados de empreiteiras e fornecedores, os ex-empregados da Petrobras e outros envolvidos no esquema de pagamentos indevidos. Nós não recebemos ou fizemos pagamentos indevidos, que foram feitas pelas 27 empreiteiras e pelos fornecedores e por intermediários que agiam em nome dos contratantes e fornecedores.

Além do esquema ilegal de pagamento, as investigações identificaram vários casos específicos de outras empreiteiras e fornecedores que supostamente cobraram em excesso a Petrobras e usaram o pagamento em excesso recebido de seus contratos firmados conosco para financiar pagamentos indevidos, não relacionados com o esquema de pagamento, a certos funcionários da Petrobras, incluindo ex-empregados da Petrobras e o ex-Diretor da Área Internacional.

Acreditamos que segundo a IAS 16, os montantes pagos em excesso sob o presente esquema de pagamento e os pagamentos não relacionados descritos acima não deveriam ter sido incluídos nos custos históricos de nossos ativos imobilizados. No entanto, não podemos identificar especificamente se os pagamentos contratuais individuais que incluem cobranças em excesso ou os períodos relatados em que os pagamentos indevidos ocorreram. Os pagamentos indevidos foram feitos por fornecedores e contratados externos, e portanto, os montantes exatos pagos em excesso para financiar esses pagamentos não podem ser identificados. As informações para determinar o valor cobrado em excesso pelos membros do cartel (e as datas aplicáveis) não estão contidas em nossos registros contábeis, e não podemos identificar os montantes dos pagamentos a maior em pagamentos contratuais específicos ou em períodos contábeis específicos. As atividades de lavagem de dinheiro que alegadamente ocorreram foram projetadas para ocultar as origens e os montantes dos fundos envolvidos, de modo que uma contabilidade específica não fosse feita.

Concluimos que parte dos custos incorridos para construção de nossos ativos imobilizados que resultou de cobranças indevidas pelo cartel de empreiteiras e de fornecedores não deveriam ser capitalizadas. A fim de explicar o impacto dos pagamentos a maior, desenvolvemos uma metodologia de estimativa para servir como um modelo substituto para o ajuste que deveria ser feito ao imobilizado usando os cinco passos descritos abaixo:

- (1) Identificar as contrapartes contratuais: listamos todas as empresas identificadas no depoimento público, e utilizando essa informação para identificar todas as empreiteiras e fornecedores que foram identificados ou que fizeram parte de consórcios, incluindo as entidades assim identificadas.
- (2) Identificar o período: concluimos a partir do depoimento de que o esquema de pagamento estava operando desde 2004 a abril de 2012.
- (3) Identificar os contratos: identificamos todos os contratos celebrados com as contrapartes identificadas no passo 1 durante o período identificado no passo 2, que incluíam contratos suplementares quando o contrato original foi celebrado entre 2004 e abril de 2012. Nós identificamos todos os ativos imobilizados relacionados a esses contratos.
- (4) Identificar pagamentos: calculamos os valores totais do contrato nos termos dos contratos identificados na etapa 3.

- (5) Aplicamos uma percentagem fixa ao montante determinado no Passo 4: estimou-se o pagamento em excesso agregado pela aplicação de uma percentagem indicada nos depoimentos de (3%) em relação ao total dos montantes relativos a contratos identificados.

Para pagamentos indevidos atribuíveis a outros prestadores de serviços e fornecedores, não relacionados ao esquema de pagamento, incluímos na baixa de pagamentos indevidos incorretamente capitalizados os montantes específicos dos pagamentos ou percentuais de valores contratuais, como descrito no depoimento, que foram utilizados por esses fornecedores e empreiteiras para financiar pagamentos indevidos.

Acreditamos que esta metodologia produz a melhor estimativa para a declaração excedente agregada de nossos ativos imobilizados resultantes do esquema de pagamento, no sentido que representa o limite superior do intervalo de estimativas razoáveis. A estimativa assume que todos os contratos com as contrapartes identificadas foram afetados e que 3% representa o montante pelo qual fomos cobrados em excesso nesses contratos. Ambas as hipóteses são suportadas pelo depoimento, apesar de alguns depoimentos indicarem percentagens mais baixas em relação a determinados contratos, um período mais curto (2006 a 2011), ou menos empreiteiras envolvidas.

Nós reconhecemos o grau de incerteza envolvida na metodologia de estimativa e, por isso, desenvolvemos uma análise de sensibilidade tendo em conta que cerca de 26% da baixa de pagamentos indevidos incorretamente capitalizados refere-se a ativos que foram cobrados como perdas no quarto trimestre de 2014. Excluindo estes ativos, um aumento ou diminuição de 1% na percentagem aplicável da sobrecarga aplicada sobre os valores totais do contrato resultaria em um aumento ou diminuição de US\$ 603 milhões na baixa de pagamentos indevidos capitalizados incorretamente. No entanto, como discutido acima, acreditamos que temos utilizado a metodologia e os pressupostos mais apropriados para determinar o impacto do esquema de pagamento baseados na informação disponível para nós e não há nenhuma evidência que indique a possibilidade de uma alteração material das quantias que foram baixadas.

A informação disponível a nós é geralmente consistente com a existência do esquema de pagamento, as empresas envolvidas no esquema de pagamento, os ex-empregados da Petrobras envolvidos no esquema de pagamento, o período durante o qual o esquema de pagamento estava em vigor, e os montantes máximos envolvidos no esquema de pagamento em relação aos valores de contratos afetados. A Petrobras irá monitorar os resultados das investigações e a disponibilidade de outras informações relativas ao esquema de pagamento. Se informações forem se disponibilizadas indicando com precisão suficiente que a estimativa acima descrita deve ser ajustada, a Petrobras irá avaliar se o ajuste é relevante e, em caso afirmativo, reconhecê-lo. No entanto, nós não temos nenhuma expectativa de que informações adicionais sobre estas questões estão ou estarão disponíveis a partir de fontes internas.

Veja a Nota 3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para uma descrição detalhada das investigações, o esquema de pagamento e nossa resposta a ele, as fontes de informações que nos foram disponibilizadas, a metodologia das estimativas e o impacto dos pagamentos indevidos em nossas demonstrações financeiras.

Desmontagem de Áreas e Remediação Ambiental

Nos termos de diversos contratos, permissões e regulamentos, temos obrigações legais relevantes de remover equipamentos e restaurar o terreno ou leito do mar no final das operações nos locais de produção. Nossas obrigações de remoção de ativos mais significativos envolvem a remoção e a eliminação de poços de petróleo e gás *offshore* e instalações de produção em todo o mundo.

Nós acumulamos os custos descontados estimados de desmobilização (para desmontagem e remoção dessas instalações) no momento da instalação dos ativos. Também estimamos os custos de futuras atividades de limpeza e remediação ambiental com base em informações atuais sobre custos e planos esperados de remediação. A estimativa de retirada de ativos, remoção e custos de remediação ambiental requer a realização de cálculos complexos que necessariamente envolvem um julgamento significativo porque as nossas obrigações se referem a muitos anos no futuro, os contratos e regulação têm descrições vagas sobre quais práticas de remoção e remediação e critérios terão de ser cumpridos quando o eventos de remoção e remediação realmente ocorrerem

e as tecnologias de remoção de ativos e custos estão mudando constantemente, juntamente com as considerações políticas, ambientais, de segurança e de relações públicas. Consequentemente, os prazos e valores de fluxos de caixa futuros estão sujeitos a incerteza significativa.

Nós analisamos e revisamos nossos custos estimados associados com abandono de poços e desmobilização de áreas de produção de petróleo e gás. Em consequência, para 2014, houve um aumento de US\$ 1.1 bilhão dos valores relacionados a revisão da provisão para custos de desmobilização, principalmente devido a um aumento de US\$ 2,5 bilhões atribuível a revisão das estimativas de desmobilização, ajustando as previsões para refletir experiências anteriores no que diz respeito aos custos incorridos e contratos atuais para plataformas de completação.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por um decréscimo de US\$ 1,5 bilhão atribuível a um aumento da nossa taxa de desconto ajustada ao risco (de 3,03% a.a. em 31 de dezembro de 2013 para 3.76% a.a. em 31 de dezembro de 2014). Outros efeitos, como mudanças no calendário de fluxos de caixa de desmobilização foram responsáveis por um aumento de US\$ 0,2 bilhão.

A Petrobras realiza regularmente estudos para incorporar as mais recentes tecnologias e procedimentos para otimizar o abandono de áreas, considerando as melhores práticas da indústria e experiências anteriores com relação a custos incorridos.

Veja Nota 20 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter mais informações sobre as alterações anuais da provisão para os custos de desmobilização.

Teste de Imparidade de Ativos de Refino

Até o terceiro trimestre de 2014, foram agrupadas todas as refinarias e ativos associados e terminais e dutos, bem como ativos de logística operados pela Transpetro, todos localizados no Brasil, em uma única Unidade Geradora de Caixa referido como "CGU Downstream".

No entanto, no trimestre findo em 31 de dezembro de 2014, as alterações nas circunstâncias motivaram uma revisão dos nossos projetos planejados e finalmente levaram a Administração a rever certos projetos que estavam em construção.

Essas circunstâncias incluem: (i) uma diminuição nas receitas operacionais futuras esperadas após a queda dos preços internacionais do petróleo; (ii) a desvalorização do real e o aumento da saída de caixa para atender a nossa dívida a curto prazo, cuja maior parte é denominada em moedas estrangeiras; (iii) incapacidade atual da Petrobras de acessar os mercados de capitais; (iv) insolvência de empreiteiras e fornecedores e consequente escassez de empreiteiras qualificadas e fornecedores (em consequência das dificuldades criadas aos fornecedores na investigação Lava-Jato ou de outra forma).

Em consequência, nós recentemente decidimos adiar por um período prolongado de tempo a conclusão dos seguintes projetos de refino: (i) Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro - Comperj; e (ii) a segunda unidade de refino na refinaria Abreu e Lima (RNEST). Por essa razão, em 31 de dezembro de 2014, esses ativos em construção foram retirados do "CGU Downstream" e foram testados para o valor recuperável dos ativos individualmente.

Exceto para a remoção destes dois projetos, o "CGU Downstream" permanece inalterado. Este CGU foi identificado com base no conceito de otimização integrada e gerenciamento de desempenho, que incide sobre o desempenho global da CGU, permitindo uma mudança de margens de uma refinaria para outra. Todas as decisões relativas a este CGU (operação, investimentos e estratégia de mercado) procuram maximizar o valor de todo o sistema, em vez de melhorar os resultados de cada parte constituinte. Dutos e terminais também fazem uma parte interdependente dos ativos de refino, necessários para abastecer o mercado.

Nós determinamos os valores recuperáveis dos seguintes ativos com base no seu valor em uso: (i) o "CGU Downstream"; (ii) Comperj; e (iii) a segunda unidade de refino da RNEST. A avaliação do valor em uso envolve a

utilização de estimativas sobre suposições incertas, tais como curvas futuras de produção, os preços futuros de commodities, o crescimento da receita de vendas, margens operacionais, taxas de desconto, taxas de câmbio, taxas de inflação e investimentos necessários para a realização de projetos.

As principais premissas em que assentam as nossas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso foram aprovadas por nossa administração, e estão descritas abaixo:

- taxa de câmbio média estimada de R\$ 2,85 para US\$ 1,00 em 2015 e 2016 (convergindo para R\$ 2,61 para US\$ 1,00, a longo prazo);
- preço do petróleo Brent de US\$ 52 para 2015, convergindo para US\$ 85 no longo prazo;
- crescimento do volume de vendas no mercado interno com base no crescimento projetado do PIB brasileiro e mundial;
- margem EBITDA refletindo a convergência dos preços do diesel e da gasolina no Brasil com *benchmarks* internacionais; e
- taxas de desconto após impostos derivadas do nosso custo médio ponderado de capital (revisado anualmente). A taxa de desconto depois de impostos para o Comperj e a segunda unidade de refino da RNEST também inclui riscos de especificidades relacionadas a esses ativos.

Essas premissas estão sujeitas a mudanças que podem afetar os valores contábeis de ativos e, eventualmente, causar dotações para a redução ao valor recuperável dos ativos e reversões que poderiam afetar os lucros ou prejuízos.

Pressupostos de preços futuros não consideram aumentos de curto prazo ou reduções de preços como indicativo de mudanças de tendência de longo prazo e, portanto, tendem a ser estáveis. No entanto, esses preços estão sujeitos a alterações.

No quarto trimestre de 2014, reconhecemos perdas pela redução ao valor recuperável dos ativos de US\$ 8,2 bilhões referentes ao Comperj e US\$ 3,4 bilhões referentes à segunda unidade de refino na RNEST. Nenhuma perda pela redução ao valor recuperável dos ativos foi reconhecida no "CGU Downstream".

Para informações mais detalhadas sobre as nossas políticas de imparidade e resultados de testes da redução ao valor recuperável dos ativos, ver notas 4.10, 5.2 e 14 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Pensões e Outros Benefícios Pós-Aposentadoria

Nós fornecemos benefícios pós-aposentadoria para nossos funcionários, principalmente por meio dos planos de pensão Petros e Petros 2 e plano de saúde AMS (Assistência Multidisciplinar de Saúde), bem como outros planos de pensões e de saúde a nível internacional, com características de benefício definido.

O passivo atuarial líquido foi de US\$ 17.287 milhões em 31 de dezembro de 2014, um aumento de 37%, de US\$ 12.573 milhões em 31 de dezembro de 2013, principalmente devido ao reajuste do passivo atuarial (US\$ 5.947 milhões) e a juros e custos de serviços incorridos durante do ano (US\$ 2.022 milhões), parcialmente compensados por contribuições pagas em 2014 (US\$ 648 milhões).

A nova medição dos passivos atuariais, reconhecidos em outros resultados abrangentes no patrimônio líquido, foi principalmente atribuível a: i) uma diminuição na taxa de desconto (taxa real, excluindo a inflação) e um aumento nos custos médicos projetados (US\$ 3.782 milhões, e ii) retorno sobre os ativos de pensão e plano de saúde superior a receita de juros esperada (US\$ 2.165 milhões). As despesas médicas projetadas aumentaram devido à maior utilização dos procedimentos médicos pelos participantes, ao aumento da nossa cobertura médica

(resultante do atual Acordo Coletivo de Trabalho) e ao maior número de medicamentos incluídos na lista do nosso programa de compra assistida.

Nossas taxas de desconto utilizadas no cálculo do passivo atuarial para os nossos planos de pensão e de saúde são determinadas com base na média ponderada do governo federal brasileiro de títulos de longo prazo (NTN-B) para a duração das obrigações dos nossos benefícios pós-aposentadoria (ou seja, considerando o perfil de vencimento das obrigações atuariais).

Veja Nota 22 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter informações mais detalhadas sobre nossas obrigações atuariais, incluindo os nossos pressupostos atuariais, e para uma análise de sensibilidade do impacto de uma alteração de 100 pontos com base em nossas taxas de desconto, bem como no efeito das alterações nas outras premissas atuariais.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa do Setor Elétrico Isolado na Região Norte do Brasil

Estamos continuamente avaliando se há evidência objetiva de que os recebíveis comerciais foram comprometidos e assim reconhecer os subsídios para créditos de liquidação duvidosa para cobrir as perdas.

Em 2014, nós reconhecemos uma provisão para créditos de recebíveis de US\$ 1.948 milhões para cobrir créditos não garantidos do setor elétrico isolado a partir de 31 de outubro de 2014.

A partir de 2015, o governo federal brasileiro implementou uma nova política de preços para o setor elétrico e permitiu que as empresas de distribuição de eletricidade aplicassem aumentos de preços no primeiro trimestre de 2015, o que irá reforçar a sua situação financeira. Nenhum encargo foi reconhecido por empresas que não estavam em situação de insolvência ou para recebíveis de vendas datados após 01 de novembro de 2014, porque esses valores foram incluídos no cálculo da nova política de preços.

Veja Notas 4.3.3, 5.9 e 8.4 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter informações mais detalhadas sobre nossas políticas contábeis com relação às contas a receber e sobre os recebíveis do sistema elétrico isolado.

Pesquisa e Desenvolvimento

Estamos profundamente comprometidos com a pesquisa e desenvolvimento como um meio de estender nosso alcance à novas fronteiras de produção e alcançar melhorias contínuas nas operações. Temos uma história de sucesso no desenvolvimento e implementação de tecnologias inovadoras, incluindo os meios para perfuração, completação e produção de poços em águas cada vez mais profundas. Nós somos um dos maiores investidores em pesquisa e desenvolvimento entre as principais empresas de petróleo do mundo, e gastamos uma grande porcentagem de nossa receita em pesquisa e desenvolvimento. Nossos contratos de concessão de petróleo e gás do Brasil nos obrigam a investir pelo menos 1% de nossas receitas brutas provenientes de campos de óleo de alta produtividade em pesquisa e desenvolvimento, das quais cerca de metade é investida em nossas instalações de pesquisa no Brasil e o restante é investido em pesquisa e desenvolvimento nas universidades brasileiras e instituições cadastradas junto à ANP para esta finalidade.

Em 2014, investimos US\$ 1.099 milhões em pesquisa e desenvolvimento, equivalente a 0,76% de nossas receitas de vendas, enquanto em 2013, investimos US\$ 1.132 milhões, equivalente a 0,8% de nossas receitas de vendas, e em 2012, investimos US\$ 1.143 milhões, equivalente a 0,8% das nossas receitas de vendas.

Nossas atividades de pesquisa e desenvolvimento são baseadas em escolhas estratégicas que tomamos em relação ao desenvolvimento tecnológico, que chamamos de nosso "Foco Tecnológico", a saber:

Para Exploração e Produção:

- Exploração de Novas Fronteiras;

- Avaliação de novas fontes potenciais de gás natural, tanto em reservatórios convencionais e não convencionais, espalhados por todas as bacias sedimentares terrestres localizadas no interior do Brasil;
- Construção de poços *offshore* e otimização de manutenção;
- Sistemas de produção submarina;
- Produção do pré-sal;
- Logística *offshore*; e
- Otimização da produção em campos maduros.

Para Abastecimento, Transporte, Distribuição, Biocombustíveis e Petroquímicos:

- Otimização de produção de gasolina e derivados de petróleo;
- Refino de petróleo do pré-sal;
- Otimização e integração da logística de operação;
- Produtos inovadores;
- Bioprodutos; e
- Maior uso de ambas as fontes fósseis e renováveis como matérias-primas de produtos petroquímicos.

Para Gás e Energia:

- Valorização dos novos potenciais de gás natural em ambos os reservatórios convencionais e não convencionais espalhados por todas as bacias sedimentares terrestres localizadas no interior do Brasil;
- Integração e flexibilidade na oferta e demanda de energia e gás natural;
- Logística de gás natural;
- Redução de custos;
- Valor acrescentado ao gás natural via química de metano; e
- Processamento de gás natural.

Para todas as Unidades de Negócio e Sustentabilidade:

- Desenvolvimento de tecnologia de montagem e construção para o projeto naval e industrial;
- Otimização dos processos produtivos;
- Integridade, segurança e confiabilidade de novos materiais e equipamentos disponíveis;
- Tecnologia para a mitigação das emissões atmosféricas (CO₂ e outras emissões);

- Tecnologia para a eliminação, tratamento, reutilização e redução do consumo de água; e
- Tecnologia para a recuperação de áreas ambientalmente afetadas.

Visão de futuro – Perspectiva 2030:

- Aumento da confiabilidade das estimativas de risco por meio da simulação integrada de processos geológicos;
- Sistemas de Produção Marítimos sem o uso de *risers*;
- Sistemas de produção de energia, armazenamento e distribuição que são usados em veículos elétricos e híbridos, melhorando a mobilidade;
- Nanotecnologia aplicada a ambos os processos e produtos;
- Desenvolvimento de novos materiais adequados para uso em condições operacionais extremas; e
- Tecnologias usadas para melhorar prospecção de hidratos gasosos.

No período de três anos encerrado em 31 de dezembro de 2014, nossas operações de pesquisa e desenvolvimento receberam 100 patentes no Brasil e 134 no exterior. Nosso portfólio de patentes abrange todas as nossas áreas de atividades.

Possuímos um centro de pesquisa e desenvolvimento dedicado aos nossos negócios no Rio de Janeiro, Brasil desde 1963. Em consequência de sua expansão em 2010, esta é uma das maiores instalações de seu tipo no setor de energia e a maior do Hemisfério Sul, com laboratórios especialmente dedicados às tecnologias do pré-sal. Em 31 de dezembro de 2014, esta instalação tinha 1.862 empregados, 74,3% dos quais são dedicados exclusivamente à pesquisa, desenvolvimento e engenharia básica.

Nós também temos várias fábricas protótipo em escala semi-industrial em todo o Brasil localizadas nas proximidades de instalações industriais e são destinadas à intensificação das novas tecnologias industriais a custos reduzidos. Em 2014, realizamos pesquisa e desenvolvimento através de projetos conjuntos de pesquisa com mais de 100 universidades e centros de pesquisa no Brasil e no exterior e participamos de intercâmbio e parcerias tecnológicas com várias companhias de serviços de campos petrolíferos, pequenas empresas de tecnologia e outros operadores.

Tendências

Apesar da recente desaceleração da demanda por derivados de petróleo e crescimento econômico no Brasil, imputável às políticas macroeconômicas anticíclicas, nós esperamos que a demanda por derivados de petróleo no Brasil continue a crescer a médio e longo prazo, impulsionada principalmente pelo crescimento econômico e o aumento do poder de compra da população brasileira. Nos últimos anos, nós atendemos esse crescimento da demanda, aumentando as importações de petróleo e derivados e melhorando o rendimento das nossas refinarias, uma vez que a nossa produção de petróleo e nossa capacidade de refino não foram suficientes para atender ao aumento da demanda. A importação maior de petróleo e derivados aumentou nosso custo de vendas e diminuiu de nossas margens de distribuição nos últimos anos, porque não ajustamos totalmente nossos preços internos para refletir o custo mais elevado do petróleo e derivados e por causa da desvalorização do real em relação ao dólar norte-americano.

O preço que realizamos para o petróleo que exportamos é determinado pelos preços internacionais do petróleo, apesar de geralmente vendermos nosso petróleo com desconto em relação ao petróleo Brent e outros preços de referência de óleo leve porque nosso petróleo é mais pesado e, portanto, mais caro para refinar. Em 2014, a evolução dos preços do petróleo foi afetada pela oferta e demanda, bem como por flutuações nas

condições macroeconômicas. O preço de referência Brent experimentou maior variação em 2014 em comparação a 2013, com um forte declínio na segunda metade do ano devido a um excesso de oferta de petróleo. Em 2014, o preço mínimo foi de US\$ 55,76 / bbl, o preço máximo foi de US\$ 115,00 / bbl e o preço médio de US\$ 98,91 / bbl. A resposta da oferta e da procura de petróleo para o declínio recente dos preços do petróleo será o fator determinante da evolução dos preços do petróleo no curto prazo. Um aumento acelerado da demanda juntamente com um forte ajuste para baixo na oferta pode resultar em preços mais elevados no médio prazo. Por outro lado, se as correções de abastecimento não forem fortes o suficiente para reequilibrar o mercado, os preços do petróleo poderão cair abaixo dos níveis atuais. Além disso, as preocupações geopolíticas na Rússia, no Oriente Médio e no Norte da África podem persistir, conduzindo potencialmente ao aumento nos preços no curto prazo.

Todos os anos, analisamos e revisamos o nosso Plano de Gestão e de Negócios a longo prazo, a fim de nos adaptarmos às novas condições de mercado e de rever os nossos níveis de investimento em conformidade com os cenários atualizados e os fluxos de caixa projetados.

Estamos atualmente trabalhando na atualização de nosso plano de negócios e gestão e esperamos liberá-lo após a aprovação pelo nosso Conselho de Administração. Devido às recentes mudanças na economia global e no ambiente macroeconômico brasileiro, a diminuição substancial dos preços do petróleo Brent, a depreciação do real frente ao dólar norte-americano, bem como o impacto das investigações da operação Lava-Jato em curso, a atualização do nosso plano de gestão e negócios pode refletir uma redução de nossos investimentos, uma revisão dos nossos indicadores de desempenho financeiros e atraso de nossas metas de produção de petróleo, em comparação com aquelas previstas em nosso Plano 2014-2018.

Item 6. Conselheiros, Alta Administração e Empregados

Conselheiros e Alta Administração

Conselheiros

Nosso Conselho de Administração é composto por no mínimo cinco e no máximo de dez membros e é responsável por, entre outras coisas, estabelecer nossas políticas gerais de negócios. Os membros do Conselho de Administração são eleitos na assembleia geral anual de acionistas, incluindo o representante dos empregados, previamente selecionado por meio de uma votação em separado.

Nos termos da Lei das Sociedades por Ações, os acionistas que representem pelo menos 10% do capital votante da companhia tem o direito de exigir que um procedimento de voto cumulativo seja adotado para autorizar a adoção do processo de voto múltiplo, atribuindo-se a cada ação tantos votos quantos sejam os membros do conselho, e reconhecido ao acionista o direito de acumular os votos num só candidato ou distribuí-los entre vários. Em conformidade com os regulamentos promulgados pela CVM, a exigência limiar de 10% para o exercício de procedimentos de voto cumulativo pode ser reduzida dependendo do valor do capital social da companhia. Para uma empresa como a Petrobras, o limite aplicável é de 5%. Assim, acionistas representando 5% do nosso capital votante podem exigir a adoção de um procedimento de voto cumulativo.

Nosso estatuto social permite que (i) os acionistas preferenciais minoritários que em conjunto detêm pelo menos 10% do capital social total (excluindo o capital social detido pelos acionistas controladores) elejam e destituam um membro de nosso conselho de administração; (ii) os acionistas ordinários minoritários elejam e destituam um membro de nosso conselho de administração, se um número maior de conselheiros não for eleito por esses acionistas minoritários por meio do procedimento de voto múltiplo; e (iii) nossos empregados elejam um membro de nosso Conselho de Administração por meio de um procedimento de votação em separado, em conformidade com a Lei nº 12.353 do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão do Brasil Ato nº 26. Nosso estatuto social prevê que, independente dos direitos acima concedidos a acionistas minoritários, o governo federal brasileiro terá sempre o direito de eleger a maioria dos nossos conselheiros, independente do seu número. Além disso, nos termos da Lei 10.683, um dos conselheiros eleitos pelo governo federal brasileiro deverá ser indicado pelo Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão. O prazo máximo de mandato de um conselheiro é de um ano, mas a reeleição é permitida. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, os acionistas poderão destituir qualquer conselheiro do cargo a qualquer momento com ou sem justa causa, em uma assembleia extraordinária

de acionistas. Após a eleição de membros do conselho nos termos do procedimento de voto cumulativo, a destituição de qualquer membro do conselho por uma assembleia extraordinária de acionistas irá resultar na remoção de todos os outros membros, após o qual, novas eleições devem ser realizadas.

Atualmente temos dez conselheiros. A tabela a seguir apresenta informações com relação aos membros do Conselho de Administração:

Nome	Data de Nascimento	Cargo	Mandato Atual Expira em	Endereço Comercial
Murilo Pinto de Oliveira Ferreira (1)	22 de junho de 1953	Presidente	Abril de 2016	Av. Graça Aranha, 26 – 18º andar – Castelo – Rio de Janeiro CEP: 20030 900
Aldemir Bendine (1)	10 de dezembro de 1963	Conselheiro	Abril de 2016	Avenida República do Chile, no. 65 23º andar Rio de Janeiro – RJ CEP: 20.031-912
Luciano Galvão Coutinho (1)	29 de setembro de 1946	Conselheiro	Abril de 2016	Av. República do Chile, no. 100 22º andar Rio de Janeiro – RJ CEP: 20.031-917
Luiz Augusto Fraga Navarro de Britto Filho (1)	5 de outubro de 1965	Conselheiro	Abril de 2016	SCN Quadra 2 Bloco A - Edf. Corporate Financial Center 10º andar Brasília (Distrito Federal) CEP: 70712-900
Luiz Nelson Guedes de Carvalho (1)	18 de novembro de 1945	Conselheiro	Abril de 2016	Av. Prof. Luciano Gualberto, 908 – FEA3 – Cid. Universitária - São Paulo –SP CEP: 05508-010
Roberto da Cunha Castello Branco (1)	20 de julho de 1944	Conselheiro	Abril de 2016	Praia de Botafogo 190, 11º andar Rio de Janeiro – RJ CEP: 22250-900
Segen Farid Estefen (1)	20 de janeiro de 1951	Conselheiro	Abril de 2016	COPPE - Universidade Federal do Rio de Janeiro Centro de Tecnologia - Bloco I - sala 108 - Cidade Universitária Rio de Janeiro – RJ CEP: 21941-909 -
Guilherme Affonso Ferreira (2)	9 de maio de 1951	Conselheiro	Abril de 2016	Rua Estados Unidos, 1342 São Paulo – SP CEP: 01427-001.
Walter Mendes de Oliveira Filho (3)	7 de dezembro de 1955	Conselheiro	Abril de 2016	Av. República do Chile, 65 – 24º andar - Rio de Janeiro – RJ CEP: 20031-170
Deyvid Souza Bacelar da Silva (4)	18 de fevereiro de 1980	Conselheiro	Abril de 2016	Rodovia BA 523, Km 4, Mataripe, São Francisco do Conde – BA CEP: 49170-000

(1) Indicado pelo acionista controlador.

(2) Indicado pelos acionistas preferenciais minoritários.

(3) Indicado pelos acionistas ordinários minoritários.

(4) Indicado por nossos empregados.

Murilo Pinto de Oliveira Ferreira

Presidente do nosso Conselho de Administração, desde 5 de maio de 2015, e do Conselho de Administração da Petrobras Distribuidora S.A., também é presidente e membro das comissões de estratégia e divulgação da Vale S.A. desde maio de 2011. Ocupou diferentes cargos na Vale S.A. e foi responsável por departamentos diferentes, de 2005 a 2008, incluindo desenvolvimento de negócios, M&A, Aço, Energia, Níquel e Metais Básicos; presidente da Vale Canada de 2007 a 2008 e membro do seu conselho de administração de 2006 a 2007; presidente do conselho de administração da Alunorte, de 2005 a 2008, da Mineração Rio Norte, de 2006 a 2008, e da Valesul Alumínio S.A., subsidiária da Vale para produção de alumínio, de 2006 a 2008; membro do conselho de comissários da PT Vale Indonesia Tbk, de 2007 a 2008. É membro do conselho de administração de várias empresas, incluindo a Usiminas, empresa siderúrgica brasileira, de 2006 a 2008, e foi sócio da Studio Investimentos, empresa de gerenciamento de ativos com foco no mercado brasileiro de ações, de outubro de 2009 a março de 2011. Atualmente é membro do Conselho Consultivo do Instituto de Tecnologia de Massachusetts (MIT) e também membro do Wise Men Group. Bacharel em administração de empresas pela Fundação Getúlio

Vargas-FGV em São Paulo; pós-graduado em gestão de negócios e finanças pela Fundação Getúlio Vargas-FGV, no Rio de Janeiro. Participou de um programa de educação de executivos sênior da IMD Business School, em Lausanne, Suíça.

Aldemir Bendine

Nosso presidente desde fevereiro de 2015, e membro do nosso Conselho de Administração e do Conselho de Administração da Petrobras Distribuidora S. A.. No período de abril de 2009 a janeiro de 2015, atuou como Presidente do Banco do Brasil S.A, onde ingressou em 1978. Desde então e até o início deste ano ocupou vários cargos, como o de vice-presidente de cartões bancários e novos negócios de varejo (de julho de 2007 a abril de 2009); vice-presidente de Varejo e Distribuição (de dezembro de 2006 a julho de 2007); secretário-executivo da diretoria do Banco do Brasil (julho a dezembro de 2006); gerente de crédito e cartões de débito; gerente de divisão e gerente regional na superintendência do Banco do Brasil, em São Paulo. Foi membro do conselho de administração do Banco Patagônia, de outubro de 2010 a início de 2015, e do Grupo Mapfre - BB SH1 Participações S.A. e Grupo Mapfre - BB SH2 Participações S.A. de junho de 2011 a início de 2015. Atuou como diretor executivo da Federação Brasileira de Bancos – Febraban; presidente da Associação Brasileira de Empresas de Cartões e Serviços – Abecs, de outubro de 2008 a julho de 2009; presidente do Conselho de Administração da CBSS (Visa Vale), de fevereiro de 2007 a março de 2010; membro do conselho de administração do Banco Votorantim S.A., de setembro de 2009 a fevereiro de 2015, e diretor executivo da BB Administradora de Cartões S.A. e BB Administradora de Consórcios S.A., entre outros. Bacharel em administração de empresas, possui mestrado em administração de empresas para executivos seniores pela Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras - FIPECAFI da Universidade de São Paulo- USP e em finanças pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC-Rio.

Luciano Galvão Coutinho

Membro do nosso Conselho de Administração, desde abril de 2008, também é membro do Conselho de Administração da Petrobras Distribuidora S.A. e presidente do BNDES desde abril de 2007. Também é membro do conselho de administração da Vale S.A., membro do Comitê curador da Fundação Nacional de Qualidade (FNQ) e representante do BNDES no Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico-FNDCT. É Ph.D. em Economia pela Universidade de Cornell, mestre em economia pela Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas-Fipe da Universidade de São Paulo - USP e bacharel em economia pela USP.

Luiz Augusto Fraga Navarro de Britto Filho

Membro do nosso Conselho de Administração, desde fevereiro de 2015, e membro do Conselho de Administração da Petrobras Distribuidora S.A.. Advogado sênior do escritório de advocacia Veirano Advogados, desde 2013 e consultor do Senado Federal Brasileiro desde 2004. Trabalhou por 10 anos na Controladoria Geral da União, onde ocupou diferentes cargos, incluindo o de Vice-Ministro adjunto de Estado, de Secretário de Prevenção a Corrupção e de Procurador Geral. De 2003 a 2006 também atuou como perito do Brasil na Comissão de Peritos de Mecanismo de Acompanhamento na Implementação da Convenção Interamericana contra a Corrupção (MESICIC) e como membro do Conselho de Controle de Atividades Financeiras - COAF. É membro do Conselho Consultivo Sênior da Academia Internacional Anticorrupção. Graduado em Direito pela Universidade de Brasília - UNB, tem curso de pós-graduação em Regulamento na Economia Nacional Moderna pela Universidade de George Washington, curso de especialização em Direito e Estado pela Universidade de Brasília-UnB e especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental pela Escola Nacional de Administração Pública – ENAP.

Luiz Nelson Guedes de Carvalho

Membro do nosso Conselho de Administração, desde 4 de maio de 2015, e do Conselho de Administração da Petrobras Distribuidora S.A.. Desde 2013 é membro do conselho de administração da BMF&BOVESPA (e coordenador do seu comitê de auditoria) e também coordenador da comissão de auditoria do Grupo Pão de Açúcar. Atualmente, é professor da Universidade do Estado de São Paulo- Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, diretor da Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras - FIPECAFI, e membro do Comitê de Pronunciamentos Contábeis CPC - Brasil, entre outros. Anteriormente foi membro do

conselho de administração da XBRL International Inc.; membro do Financial Crisis Advisory Group – FCAG; primeiro presidente independente do Conselho Consultivo de Normas - SAC no IASB (de julho de 2005 a dezembro de 2008) e consultor do Banco Mundial. Tem atuado como membro do conselho de administração do Banco Nossa Caixa; da Caixa Econômica Federal; do Banco Bilbao Vizcaya Argentaria Brasil – BBVA, da Vicunha Têxtil S.A. e do Banco Fibra S.A., entre outros. Também atuou como chefe de supervisão e diretor do Banco Central do Brasil (1991-1993) e como diretor da CVM (1990-1991). Bacharel em economia pela Faculdade de Economia e Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo e em Ciências Contábeis pelas Faculdades São Judas Tadeu. Tem doutorado e mestrado em Contabilidade e Controladoria pela Faculdade de Economia e Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo.

Roberto da Cunha Castello Branco

Membro do nosso Conselho de Administração, desde 30 de abril de 2015, e membro do Conselho de Administração da Petrobras Distribuidora S.A.. Foi diretor de relações com investidores da Vale S.A, de junho de 1999 a janeiro de 2014. Também foi diretor do Banco Central do Brasil (de março a setembro de 1985); diretor executivo do Banco Boavista e do Banco InterAtlântico; presidente do IBMEC (Instituto Brasileiro de Mercado de Capitais) professor da escola de graduação em Economia da Fundação Getúlio Vargas (EPGE/FGV); membro do Conselho de Curadores da Fundação Getúlio Vargas; membro do conselho de administração da Abrasca (Associação Brasileira das Companhias Abertas); presidente do Instituto Brasileiro de Relações com Investidores; vice-presidente da Câmara de Comércio Brasil-Canadá e diretor da Câmara de Comércio Americana do Estado do Rio de Janeiro. Atualmente é conselheiro do Centro de Estudos de Crescimento e Desenvolvimento Econômico da Fundação Getúlio Vargas. Bacharel em economia pela Faculdade Brasileira de Ciências Econômicas, é Ph.D. em economia pela Faculdade de Economia da Fundação Getúlio Vargas – EPGE/FGV e tem pós-doutorado em economia pela Universidade de Chicago. Também participou de programas de formação de executivos da Sloan School of Management, do MIT, da IMD Business Schools e da Chicago Booth School of Business da University of Chicago.

Segen Farin Estefen

Membro do nosso Conselho de Administração, desde 6 de maio de 2015, e do Conselho de Administração da Petrobras Distribuidora S.A.. Professor de engenharia submarina e estruturas oceânicas da Universidade Federal do Rio de Janeiro - COPPE, onde atua como professor desde 1976, tendo ocupado o cargo de reitor de 1998 a 2001. Também é gerente geral do Laboratório de Tecnologia Submarina e coordenador do Grupo de Energias Oceânicas Renováveis, ambos da Universidade Federal do Rio de Janeiro – COPPE; membro da divisão de Engenharia Oceânica, Offshore e Artic da Sociedade Americana de Engenheiros Mecânicos (ASME); membro da Sociedade de Tecnologia Submarina – SUT; coordenador técnico da unidade Embrapii COPPE de engenharia submarina e membro da Academia Nacional de Engenharia - ANE. Bacharel em engenharia civil pela Universidade Federal de Juiz de Fora, tem mestrado em engenharia oceânica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro – COPPE; grau de Ph.D. em engenharia civil pela Imperial College of Science, Technology and Medicine (Londres) e é pesquisador de pós-doutorado no Instituto de Tecnologia Marinha da Universidade Norueguesa de Ciência e Tecnologia.

Guilherme Affonso Ferreira

Membro do nosso Conselho de Administração, desde 4 de maio de 2015, e do Conselho de Administração da Petrobras Distribuidora S.A.. É membro do Conselho de Administração da Sul América S.A., da Gafisa S.A., da Valid S.A., da Arezzo S.A. e da T4F S.A. e também do conselho de diretores de organizações não governamentais, como o Instituto da Cidadania, AACD Esporte Solidariedade, entre outros. Bacharel em engenharia pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP) e pós-graduado em Ciência Política pelo Macalester College.

Walter Mendes de Oliveira Filho

Membro do nosso Conselho de Administração, desde 4 de maio de 2015, e do Conselho de Administração da Petrobras Distribuidora S.A.. É diretor-presidente do Comitê de Aquisições e Fusões – CAF, desde setembro de 2014, e membro do Conselho de Supervisão de Analistas de Investimento na APIMEC (Associação dos Analistas e

Profissionais do Mercado de Capitais) desde 2011. Foi sócio e gestor de fundos da Cultinvest Asset Management Ltd, de 2010 a 2014. Foi o chefe de gestão de fundos de ações do Banco ItauUnibanco S.A. de 2003 a 2010. Trabalhou para a Schroder Investment Management durante nove anos (1994-2003), seis deles como diretor-presidente do seu escritório no Brasil e, nos demais, como diretor de gestão de seus investimentos na América Latina, com sede em Londres. Iniciou sua carreira no Unibanco S.A., onde se tornou chefe de pesquisa em 1987. É bacharel e pós-graduado em Economia.

Deyvid Souza Bacelar da Silva

Membro do nosso Conselho de Administração como representante dos empregados, desde 29 de abril de 2015. Atua como técnico júnior de Segurança na Petrobras, desde maio de 2006, e também é o coordenador geral do Sindicato dos Petroleiros da Bahia para o mandato de 2014-2017. De abril de 2008 a julho de 2008, foi instrutor no CETEB (Centro de Educação Tecnológica do Estado da Bahia) e de novembro de 2007 a fevereiro de 2008, foi instrutor no SENAI (Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial). É bacharel em negócios pela Universidade Federal da Bahia(UFBA) onde também fez o curso de especialização em Recursos Humanos.

Diretoria Executiva

Nosso conselho executivo, ao qual nos referimos como diretoria, é composto pelo Presidente e sete diretores, e é responsável pela administração dos negócios diários. Nossos diretores são brasileiros e residem no Brasil. De acordo com o nosso Estatuto Social, o conselho de administração elege os diretores, incluindo o presidente, e na eleição de diretores para suas respectivas áreas, deve-se considerar a qualificação pessoal, conhecimento e especialização. O prazo máximo de mandato de nossos diretores executivos é de três anos, mas a reeleição é permitida. O Conselho de Administração pode destituir qualquer diretor executivo do cargo a qualquer momento, com ou sem justa causa. Quatro dos nossos atuais diretores executivos são funcionários experientes de carreira (gerentes, engenheiros ou técnicos) da Petrobras.

Em 25 de novembro de 2014, nosso Conselho de Administração aprovou o encerramento do cargo de Diretor Internacional e criou um novo cargo executivo: Diretor de Governança, Risco e Conformidade. Esse Diretor é responsável por garantir que os procedimentos e diretrizes da Petrobras sejam observados pelos administradores e empregados da Petrobras, que a Petrobras esteja em conformidade com as leis e regulamentos aplicáveis e que os riscos de fraude e de corrupção sejam mitigados. Além de participar no processo de tomada de decisão da nossa Diretoria Executiva, o Diretor de Governança, Risco e Compliance deve aprovar qualquer matéria submetida à Diretoria Executiva relacionada à governança, risco e conformidade. O Diretor de Governança, Risco e Conformidade terá um mandato de três anos, que pode ser renovado, e esse diretor só poderá ser destituído pela maioria do conselho de administração, incluindo o voto de pelo menos um conselheiro nomeado quer pelos acionistas preferenciais minoritários ou pelos acionistas ordinários minoritários. Em 13 de janeiro de 2015, o Sr. João Adalberto Elek Júnior foi eleito para este cargo por nosso conselho de administração, e sua nomeação ocorreu em 19 de janeiro de 2015.

A tabela a seguir apresenta informações com relação aos membros da Diretoria Executiva:

Nome	Data de Nascimento	Cargo	Mandato Atual
Aldemir Bendine	10 de dezembro de 1963	Chief Executive Officer – Presidente	Março de 2017
Ivan de Souza Monteiro	15 de novembro de 1960	Diretor Financeiro e Diretor de Relações com Investidores	Março de 2017
Roberto Moro	8 de novembro de 1962	Diretor de Engenharia, Tecnologia e Materiais	Março de 2017
Solange da Silva Guedes	22 de novembro de 1960	Diretora de Exploração e Produção	Março de 2017
Jorge Celestino Ramos	11 de outubro de 1956	Diretor de Abastecimento	Março de 2017
Hugo Repsold Júnior	23 de julho de 1959	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
João Adalberto Elek Junior	26 de novembro de 1958	Diretor de Governança, Risco e Conformidade	Janeiro de 2018

Aldemir Bendine

Nosso presidente desde fevereiro de 2015. Para obter informações biográficas sobre o Sr. Bendine, consulte "- Conselheiros".

Ivan de Souza Monteiro

Nosso diretor Financeiro e de Relações com Investidores desde fevereiro de 2015. Atuou anteriormente como vice-presidente de Gestão Financeira e de Relações com Investidores do Banco do Brasil S.A., de junho de 2009 a fevereiro de 2015, onde ocupou diferentes cargos, incluindo o de diretor comercial e vice-presidente de Finanças, Mercado de Capitais e Relações com Investidores. Também foi presidente do Comitê de Supervisão do BB AG, uma subsidiária do Banco do Brasil na Áustria, de abril de 2014 a fevereiro de 2015, e presidente do BB Banco de Investimentos S.A. de junho de 2009 a fevereiro de 2012 (e vice-presidente de fevereiro de 2012 a fevereiro de 2015). Foi membro do conselho de administração do Banco Votorantim Participações S.A., de setembro de 2009 a fevereiro de 2015, da Ultrapar Participações S.A., de março de 2013 a fevereiro de 2015, do BB Seguridade Participações S.A., de agosto de 2013 a fevereiro de 2015, e membro suplente do conselho de administração da Mapfre BB SH-2 Participações S.A., de junho de 2013 a fevereiro de 2015. Formou-se em Engenharia Eletrônica e Telecomunicações pela INATEL-MG, e tem MBA em Finanças pelo IBMEC-RJ e em Administração pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC/Rio.

Roberto Moro

Nosso diretor de Engenharia, Tecnologia e Materiais desde fevereiro de 2015. Ingressou na Petrobras em 1981 onde ocupou vários cargos no segmento de E&P, incluindo o de gerente geral para a implementação de Projetos E&P e gerente- executivo de projetos submarinos, de outubro de 2013 a fevereiro de 2015. Formado em Engenharia Mecânica pela Universidade Gama Filho, tem especialização em Gerenciamento de Projetos pela Fundação Getúlio Vargas-FGV.

Solange da Silva Guedes

Nossa diretora de Exploração e Produção desde fevereiro de 2015. Ingressou na Petrobras em 1985, onde ocupou vários cargos no segmento de E&P, incluindo o de gerente-executiva de atividades de exploração e produção da Petrobras no Norte e Nordeste do Brasil, de fevereiro de 2003 a abril de 2008, gerente-executiva de Engenharia de Produção no segmento de negócio de E&P, de abril de 2008 a dezembro de 2013, e gerente-executiva Corporativa de E&P de dezembro de 2013 a fevereiro de 2015. Formada em Engenharia Civil pela Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF, tem mestrado em Engenharia Civil pela Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, Ph.D em Engenharia de Petróleo pela Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP e MBA em Administração pela COPPEAD / UFRJ.

Jorge Celestino Ramos

Nosso diretor de Abastecimento desde fevereiro de 2015. Ingressou na Petrobras em 1983, onde ocupou vários cargos nos segmentos de distribuição e refino, incluindo o de gerente executivo de Logística de Abastecimento, de abril 2014 a fevereiro de 2015, e gerente-executivo de Operações da Petrobras Distribuidora S.A., de fevereiro de 2007 a abril de 2014. Formado em Engenharia Química pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro-UERJ, tem um MBA em Marketing pela Escola Superior de Propaganda e Marketing - ESPM e em Gestão pela Fundação Getúlio Vargas-FGV.

Hugo Repsold Júnior

Nosso diretor de Gás e Energia desde Fevereiro de 2015. Ingressou na Petrobras em 1985, onde ocupou vários cargos, incluindo o de gerente-executivo de Estratégia e Desempenho Empresarial de Janeiro de 2011 a Maio de 2012 e Gerente Executivo Corporativo de Gás e Energia, de maio de 2012 a fevereiro de 2015. Formado em Engenharia Mecânica, pela Universidade Federal Fluminense-UFF, e em Economia pela Universidade do Estado

do Rio de Janeiro-UERJ, tem mestrado em Planejamento Energético e Economia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (Coppe/PPE-UFRJ).

José Eduardo de Barros Dutra

Nosso diretor Corporativo e de Serviços desde março de 2012. 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 ocupou o cargo de conselheiro da Petrobras e da Petrobras Distribuidora S.A. durante esse período. Foi presidente da Petrobras Distribuidora S.A., de setembro de 2007 a agosto de 2009, e também trabalhou como geólogo na Petrobras Mineração S.A. - Petromisa, 1983 a 1990, e na Vale S.A de 1990 a 1994. Também foi presidente do Conselho de Administração da Gaspetro, Transpetro, Petroquisa, Petrobras Energia S.A. - Pesa e Liquegás. É formado em Geologia pela Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro.

João Adalberto Elek Junior

Nosso diretor de Governança, Risco e Conformidade desde janeiro de 2015. Foi diretor financeiro da Fibria de agosto de 2010 a fevereiro de 2012. Ocupou vários cargos na Telmex e na AT&T no Brasil e na América Latina, de maio de 2000 a julho de 2010, e atuou como diretor financeiro e de relações com investidores da empresa de telecomunicações NET Serviços, de abril de 2007 a julho de 2010. Também trabalhou por 20 anos no Citibank, onde foi diretor financeiro para Serviços de Varejo de novembro de 1996 a maio de 2000. Bacharel em Engenharia Eletrônica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC-Rio, tem MBA em Planejamento de Marketing pela COPPEAD/UFRJ e pós-graduação em Fusões e Aquisições pela Columbia Business School.

Remuneração

Para 2014, o valor total da remuneração que pagamos a todos os membros do Conselho de Administração e Diretoria Executiva foi de US\$ 7,1 milhões. Em 31 de dezembro de 2014, tínhamos sete diretores executivos e dez membros do conselho. Veja a Nota 19.3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter mais informação sobre a remuneração dos nossos empregados e diretores.

Além disso, os membros de nosso Conselho de Administração e de nossa Diretoria Executiva recebem benefícios de assistência médica, como são geralmente fornecidos aos nossos empregados e suas famílias. Os nossos diretores executivos também recebem benefícios de previdência complementar e auxílio-moradia.

Não temos contratos de serviço com membros de nosso Conselho de Administração que prevejam benefícios quando da rescisão do vínculo empregatício. Nós temos um comitê de remuneração e sucessão na forma de um Comitê consultivo. Consulte "- Outros Comitês".

Participação Acionária

Em 30 de abril de 2015, os membros do nosso Conselho de Administração, nossos diretores e os membros do nosso Conselho Fiscal, como um grupo, detinham um total de 5.148 ações ordinárias e 73.894 ações preferenciais da companhia. Assim, a título individual, e como grupo, nossos conselheiros, diretores executivos, membros do Conselho Fiscal e membros de suas famílias detinham menos de um por cento de qualquer classe de nossas ações. As ações detidas por nossos conselheiros, diretores executivos e membros do Conselho Fiscal têm os mesmos direitos a voto que as ações da mesma espécie e classe que são detidas por nossos outros acionistas. Nenhum de nossos conselheiros, diretores executivos e membros do Conselho Fiscal detêm quaisquer opções de compra de ações ordinárias ou ações preferenciais, nem qualquer outra pessoa tem qualquer opção de compra de nossas ações ordinárias ou preferenciais. A Petrobras não tem um plano de opção de ações para seus conselheiros, diretores ou empregados.

Conselho Fiscal

Estabelecemos um Conselho Fiscal permanente, em conformidade com as disposições aplicáveis da Lei das Sociedades por Ações, composto por até cinco membros. Conforme exigido pela Lei das Sociedades por Ações, 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 brasileiro 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
Paula Bicudo de Castro Magalhães.....	2015
Symone Christine de Santana Araújo.....	2015
Agnes Maria de Aragão da Costa.....	2015
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 matérias, 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, controles internos 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 Luiz Nelson Guedes de Carvalho, Luiz Augusto Fraga Navarro de Britto Filho e Roberto da Cunha Castello Branco. Todos os membros de nosso Comitê de Auditoria atendem aos requisitos previstos na Regra 10A-3 da Lei de Mercado de Capitais.

Outros Comitês

Nosso Conselho de Administração possui dois Comitês consultivos adicionais: o Comitê de Remuneração e Sucessão, responsável por assessorar o Conselho de Administração no que diz respeito à remuneração dos membros da nossa alta administração e com respeito às políticas gerais e mecanismos de remuneração da Petrobras, entre outros assuntos, e o Comitê de Segurança, Meio Ambiente e Saúde, responsável por assessorar o Conselho de Administração no que diz respeito às políticas globais relacionadas com a gestão estratégica de saúde, segurança e questões ambientais, entre outros assuntos.

Em 23 de dezembro de 2014, nosso Conselho de Administração anunciou a formação de um Comitê Especial que serve como uma linha de comunicação para as investigações internas lideradas por dois escritórios de advocacia independentes: a empresa americana Gibson, Dunn&Crutcher LLP e a empresa brasileira Trench, Rossi e Watanabe Advogados (o "Comitê Especial"). Essas investigações internas estão focadas na coleta de provas sobre a natureza, extensão e impacto de supostos atos ilegais que possam ter sido cometidos contra a Petrobras, como têm sido relatados em depoimentos no âmbito de acordos de delação premiada prestados aos tribunais brasileiros, bem como para investigar os fatos relacionados e circunstâncias que possam ter um impacto significativo sobre nossos negócios e resultados operacionais.

Esse Comitê Especial atua de forma independente, mas tem uma linha de comunicação direta com o nosso conselho de administração. O Comitê Especial é responsável por: (i) aprovação do plano dos escritórios de advocacia independentes na investigação interna; (ii) receber e analisar informações produzidas pelos escritórios de advocacia independentes; (iii) assegurar que a independência das investigações não seja comprometida; (iv) analisar, aprovar e permitir a implementação das recomendações feitas pelos escritórios de advocacia independentes; (v) comunicar e / ou autorizar a comunicação entre os escritórios de advocacia independentes e as autoridades competentes, incluindo as reguladoras, a respeito do status da investigação, os seus resultados, bem como as medidas tomadas pela Petrobras no âmbito de tais investigações; (vi) a preparação de um relatório final sobre os resultados das investigações independentes feitas pelos escritórios de advocacia, bem como nos fornecer as recomendações do Comitê Especial para melhorar as nossas políticas e procedimentos internos.

O Comitê Especial é composto por três membros: dois indivíduos independentes externos à companhia, um brasileiro e um estrangeiro, com experiência técnica notável, além do Diretor de Governança, Risco e Conformidade da Petrobras.

A tabela a seguir apresenta informações com respeito aos membros da Comissão Especial:

Nome	Data de Nascimento	Cargo
Ellen Gracie Northfleet.....	16 de fevereiro de 1948	Membro do Comitê Especial
Andreas Pohlmann.....	24 de janeiro de 1958	Membro do Comitê Especial
João Adalberto Elek Junior.....	26 de novembro de 1958	Membro do Comitê Especial

Ellen Gracie Northfleet— A Ministra do Supremo Tribunal Federal é membro de nosso Comitê Especial desde dezembro de 2014. Ela atuou como Ministra da Suprema Corte de 2006 a 2008 no Brasil e foi juíza do Supremo Tribunal de dezembro de 2000 a agosto de 2011. A Sra. Northfleet também foi juíza do Tribunal Regional Federal - 4ª Região de 1989-2000 e Procuradora da República de 1973 a 1989. A Sra. Northfleet é reconhecida no Brasil e no exterior por sua perícia e experiência com questões jurídicas complexas. A Sra. Northfleet é graduada em Direito pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul-UFRGS e pós-graduação em antropologia social também pela UFRGS.

Andreas Pohlmann— Dr. Pohlmann é membro do nosso Comitê Especial desde dezembro de 2014 e um dos sócios da Pohlmann&Company desde fevereiro de 2012. Dr. Pohlmann atuou como Diretor de Compliance da Siemens AG de setembro de 2007 a maio de 2010 e de maio de 2010 até novembro de 2011 como membro do conselho executivo da Ferrostaal AG, responsável por conformidade e administração. Dr. Andreas Pohlmann também foi Diretor de Conformidade e membro do Comitê Executivo da SNC-Lavalin Group Inc. em Montreal, Canadá, de 2013 a 2014. Dr. Andreas Pohlmann é formado em direito pela Universidade Goethe, em Frankfurt e tem Ph.D. em direito pela Universidade de Tuebingen.

João Adalberto Elek Junior— O Sr. Elek Júnior é membro do nosso Comitê Especial desde janeiro de 2015. Para obter informações biográficas sobre o Sr. Elek Junior, consulte "Diretoria Executiva".

Ouvidoria Geral

A Ouvidoria Geral da Petrobras é parte de nossa estrutura societária desde outubro de 2005, quando se tornou diretamente relacionado ao conselho de administração. A Ouvidoria Geral é o canal oficial que recebe e responde às denúncias e informações sobre possíveis irregularidades em contabilidade, controles internos e auditoria. A Ouvidoria Geral se reporta diretamente ao Comitê de Auditoria e garante o sigilo aos 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 a 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 Nº 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 confidenciais deverão ser disponibilizadas a todos os cidadãos.

A extensão desta lei abrange entidades públicas que são direta ou indiretamente controladas pelo governo federal brasileiro, incluindo a Petrobras. Em abril de 2012, o Ouvidor foi nomeado pela nossa administração como autoridade responsável pela execução da presente lei na Petrobras. A este respeito, a Ouvidoria assegura a conformidade com as regras em matéria de acesso à informação por parte do público, monitora a implementação desta lei e apresenta relatórios periódicos ao Conselho de Administração, bem como faz recomendações e fornece orientação para as unidades de negócio da Petrobras no que diz respeito à aplicação da lei.

Em maio de 2013, a Lei de Conflito de Interesses no Exercício de Cargo ou Emprego do Poder Executivo Federal (Lei nº 12.813 / 2013) entrou em vigor. Esta lei regula as condições em que pode surgir um conflito entre o interesse público e os interesses de certos funcionários atuais e passados do governo federal brasileiro, que inclui Petrobras, inclusive de pessoas que possuem ou que tiveram certos cargos dentro do governo federal brasileiro. A lei estabelece restrições subsequentes sobre as atividades realizadas por essas pessoas. Ela também fornece mecanismos para evitar situações que possam colocar em risco o interesse público, particularmente com respeito ao abuso de informação privilegiada e à existência de atividades conflitantes.

A Ouvidoria também é responsável pela execução da presente lei na Petrobras, o que inclui tarefas como a recepção e análise das demandas de nossos funcionários sobre a existência de conflito de interesses,

comunicando às partes interessadas os resultados dessas análises, realizando avaliações preliminares sobre a existência de conflitos de interesse em potencial, verificando conflitos de interesse potenciais antes de autorizar os funcionários a se envolverem em determinadas atividades, bem como informar os funcionários sobre como prevenir ou evitar possíveis conflitos de interesses.

Empregados e Relações Trabalhistas

Nós atraímos e retemos empregados valiosos oferecendo remuneração e benefícios competitivos, promoções baseadas no mérito e um plano de participação nos lucros.

A tabela abaixo mostra a quantidade de empregados nos últimos três anos:

	Em 31 de dezembro de		
	2014	2013	2012
Empregados da Petrobras:			
Controladora	58.618	62.692	61.878
Subsidiárias.....	15.293	15.903	15.547
Exterior	6.997	7.516	7.640
Total Sistema Petrobras.....	80.908	86.111	85.065
Controladora por nível:			
Ensino Médio.....	35.966	39.005	38.660
Ensino Superior.....	22.247	23.115	22.614
Marítimos	405	572	604
Total da Controladora.....	58.618	62.692	61.878
Controladora por região:			
Sudeste do Brasil	41.207	43.309	42.186
Nordeste do Brasil	12.818	14.651	15.022
Outros locais.....	4.593	4.732	4.670
Total da Controladora.....	58.618	62.692	61.878

A tabela abaixo apresenta as principais despesas relacionadas a nossos empregados nos últimos três anos:

	2014	2013	2012
		(U.S.\$ milhões)	
Salários	8.001,4	8.184,1	7.989,4
Treinamento dos empregados.....	155,1	196,1	256,3
Distribuição de lucros	444	520	524

Nós mantemos relações com 17 sindicatos de trabalhadores da indústria do petróleo no Brasil e uma federação. Cerca de 45% dos nossos empregados são sindicalizados, e desde 1995 não tivemos grandes paralisações trabalhistas. Nós negociamos acordos coletivos de trabalho anualmente. Estes acordos são compostos de cláusulas sociais, que são válidas por dois anos, e cláusulas econômicas, que são válidas por um ano. Em 2014, assinamos um aditivo ao acordo coletivo de 2013, e revisamos as suas cláusulas econômicas. Segundo este acordo, os empregados receberam um reajuste de 6,51%, refletindo um ajustamento da inflação de 2014, medida pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo, ou IPCA, um aumento real de salário de 2,7%, e um pagamento único correspondente a 106% da (i) soma do salário mínimo do empregado com base na remuneração mínima por nível e regime mais o bônus de Adicional do Tempo de Serviço, ou (ii) R\$ 7.688.00, o que for maior.

Iniciativas de Transferência de Conhecimento

Nós desenvolvemos práticas corporativas de gestão do conhecimento, tais como Programa de Supervisão da Petrobras, Aprendizagem por Observação, Lições Aprendidas e Rodízio de Função, e outras iniciativas a fim de garantir o compartilhamento e disseminação do conhecimento dentro da Petrobras, através da implementação de diversas políticas corporativas. Atualmente, nossos esforços estão focados na inclusão da gestão do conhecimento em nossos processos de gestão, pois esta é uma importante ferramenta para a gestão de pessoas, cultura, projetos e processos. Além disso, temos desenvolvido projetos customizados com segmentos de negócios da Petrobras para identificar, preservar, compartilhar e aplicar conhecimentos relevantes que podem impactar positivamente nossos resultados.

Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário - PIDV

Em janeiro de 2014, a Petrobras lançou um Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário com o objetivo de contribuir para a consecução dos objetivos de desempenho estabelecidos em nosso Plano 2014-2018, incluindo a melhoria da nossa produtividade.

Esse Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário foi desenvolvido juntamente com a gestão do conhecimento e as ferramentas de gestão de sucessão para que todo o conhecimento seja retido pela Petrobras neste processo, permitindo uma Demissão Voluntária planejada e sistemática dos empregados que se inscreverem no programa. A Demissão Voluntária de empregados no âmbito desse programa deve atingir os seguintes resultados: (i) ajustar o nosso pessoal com o nosso Plano 2014-2018, (ii) atingir os nossos interesses em linha com as expectativas dos trabalhadores, (iii) preservar o conhecimento existente dentro da Petrobras e (iv) permitir o desenvolvimento de planos de sucessão de liderança.

O grupo-alvo do Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário eram 12.196 empregados com idade acima de 55 anos, independente de seu cargo na Petrobras, que seriam elegíveis a se aposentar com base nas regras do Instituto Nacional de Segurança Social (INSS) até o final do período de inscrição no programa de incentivo (31 de março de 2014). Mais de 8.200 empregados aproveitaram o Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário da Petrobras e foram classificados em diferentes categorias com datas de aposentadoria até maio de 2017. Em 2014, 4.936 empregados se aposentaram nos termos do programa. Os incentivos financeiros previstos para os empregados do sistema Petrobras no programa chegaram a R\$ 2,6 bilhões e a redução de custos da Petrobras deve chegar a R\$ 12,7 bilhões em 2018. Ver Nota 22.8 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter mais informações sobre o nosso Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário.

Programa de Movimentação Interna de Empregados - Mobiliza

Em 2013, a Petrobras lançou um programa de movimentação interna, com vista a tornar as necessidades organizacionais de recursos humanos da Petrobras compatíveis com os interesses dos seus empregados, oferecendo oportunidades de realocação de empregados da Petrobras em áreas que exigirão um aumento no número de empregados nos anos seguintes. Como tal, com a alocação adequada de recursos humanos atuais na Petrobras dentro da própria organização, esse programa reduziu a necessidade de contratação adicional no curto prazo. Em 2014, 629 empregados foram transferidos com base neste programa.

Planos de Pensão e de Assistência Médica

A companhia 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 96,80% de nossos empregados. O principal objetivo de nossos planos de aposentadoria é complementar os benefícios da previdência social de nossos empregados. Os empregados que participam do plano fazem contribuições obrigatórias mensais. Nossa política de provisão de recursos histórica consiste em fazer contribuições mensais para o plano nos valores determinados 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 para 2014, 2013 e 2012:

	<u>2014</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
	(em milhões de US\$)		
Total de benefícios pagos – pensão e planos médicos.....	1.647	1.535	1.544
Total de contribuições – pensão e planos médicos(1).....	812	825	871
Passivos atuariais(2).....	17.287	12.573	20.224

(1) Inclui contribuições de patrocinadores e empregados.

(2) Pensão sem recursos e obrigações de planos médicos.

A partir de 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 em vez dos reajustes salariais propostos pelos patrocinadores e reajustes de benefícios de aposentadoria propostos pelo INSS.

Em 2007, implementamos o Plano Petros 2, uma contribuição variável ou plano de aposentadoria misto, para os empregados 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 porção 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 2014, a contribuição paga pela Petrobras e suas subsidiárias (patrocinadoras) para pensão e planos médicos foi de US\$ 648 milhões.

Mantemos um plano de assistência médica (AMS), que oferece benefícios médicos e cobre todos os empregados (ativos e inativos), além de seus dependentes. Administramos o plano com a contribuição dos empregados 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. Ao 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 4.16, 5.3 e 22 de nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas para mais informações sobre nossos Benefícios aos Empregados.

Item 7. Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas

Principais Acionistas

Nosso capital social é composto de ações ordinárias e ações preferenciais, todas sem valor nominal. Em 30 de abril de 2015, havia 1.576.715.022 ações ordinárias em circulação e 1.371.874.042 ações preferenciais em circulação representadas por ADRs. A proporção de nossas ações ordinárias e preferenciais com ADRs é de duas ações para um ADR. Exceto para o aumento de nosso capital social, nos últimos três anos fiscais, no montante de aproximadamente R\$ 52 milhões devido à absorção de uma parte de nossas reservas fiscais em nosso capital social, não houve nenhuma mudança nos últimos três exercícios fiscais no valor de nosso capital social emitido, no número de nossas ações ordinárias e preferenciais ou nos direitos de voto de nossas ações ordinárias e preferenciais. Ver Anexo 1.1 para obter cópia de nosso estatuto social.

Em 30 de abril de 2015, aproximadamente, 24,49% de nossas ações preferenciais e aproximadamente 21,19% de nossas ações ordinárias foram detidas oficialmente nos Estados Unidos, diretamente ou na forma de ADSs.

Nos termos da Lei das Sociedades por Ações, e suas alterações, o número de ações sem direito a voto da nossa companhia não pode exceder dois terços do número total de ações. O governo federal brasileiro é obrigado

por lei a deter, no mínimo, a maioria de nossas ações com direito a voto e atualmente possui 50,26% de nossas ações ordinárias, que são nossas únicas ações com direito a voto. O governo federal brasileiro não tem quaisquer direitos diferentes de voto, mas contanto que detém a maioria do capital votante da Companhia, ele terá o direito de eleger a maioria dos nossos conselheiros, independentemente dos direitos que os nossos acionistas minoritários possam ter para eleger conselheiros, conforme estabelecido em nosso estatuto social.

A tabela a seguir apresenta informações acerca da titularidade de nossas ações ordinárias e ações preferenciais em 30 de abril de 2015, pelo governo federal brasileiro, determinadas entidades do setor público e nossos diretores e conselheiros como um grupo.

Acionista	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais		Total de Ações	
		%		%		%
Governo Federal Brasileiro	3.740.470.811	50,26	0	0	3.740.470.811	28,67
BNDES.....	734.202.699	9,87	161.596.958	2,88	895.799.657	6,87
BNDES Participações S.A.—BNDESPar	11.700.392	0,16	1.341.348.766	23,94	1.353.049.158	10,37
Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil — PREVI	12.868.705	0,17	353.697.225	6,31	366.565.930	2,81
Outras entidades brasileiras do setor público	2.315.596	0,03	667.914	0,01	2.983.510	0,02
Todos os membros do conselho de administração, diretores executivos e membros do Conselho Fiscal (22 pessoas no total)	5.148	0,00	73.894	0,00	79.042	0,00
Outros	2.940.890.791	39,52	3.744.658.031	66,84	6.685.548.822	51,25
Total	7.442.454.142	100,00	5.602.042.788	100,00	13.044.496.930	100,00

Transações com Partes Relacionadas

Conselho de Administração

As operações diretas com membros de nosso Conselho de Administração ou nossos diretores executivos são monitoradas pelo nosso conselho de administração, e devem seguir as condições de uma transação de condições normais de mercado e segundo as práticas do mercado que orientam transações com terceiros. Nenhum dos membros de nosso conselho de administração, nossos diretores executivos ou membros de suas famílias tem ou teve qualquer participação direta em qualquer transação que efetivamos que seja ou tenha sido incomum em sua natureza ou condições, ou relevante ao nosso negócio durante o ano vigente ou durante os três exercícios financeiros imediatamente anteriores ou durante qualquer exercício anterior, e que permaneça de alguma forma pendente ou não realizada. Além disso, nós não celebramos qualquer transação com partes relacionadas que seja ou tenha sido incomum em sua natureza ou condições durante o exercício vigente ou nos três exercícios financeiros imediatamente anteriores, nem qualquer transação foi proposta, que seja ou foi relevante ao nosso negócio.

Não há empréstimos pendentes ou garantias dadas aos membros do nosso conselho de administração, nossos diretores executivos ou a qualquer membro de suas famílias.

Para obter uma descrição das ações detidas pelos membros de nosso Conselho de Administração e membros próximos de suas famílias, ver Item 6 "Conselheiros, Alta Administração e Empregados -Participação Acionária".

Governo Federal Brasileiro

Nós realizamos, e esperamos continuar a realizar negócios no curso normal de várias transações com nosso acionista controlador, o governo federal brasileiro, e com os bancos e outras entidades sob o seu controle, incluindo financiamento e serviços bancários, gestão de ativos e outras transações. As operações acima mencionadas somaram um passivo líquido de US\$ 16.851 milhões em 31 de dezembro de 2014.

Em 31 de dezembro de 2014, tínhamos contas a receber (Conta de Petróleo e Álcool) do governo federal brasileiro, nosso acionista controlador, no valor de US\$ 317 milhões. Para mais informações, ver Nota 19.2 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Além disso, de acordo com a legislação brasileira, nós somos autorizados apenas a investir em títulos emitidos pelo governo federal brasileiro. Esta restrição não se aplica aos investimentos no exterior. Em 31 de dezembro de 2014, o valor desses títulos e valores mobiliários que foram diretamente adquiridos e mantidos por nós totalizou US\$ 4.339 milhões.

Subsidiárias da Eletrobras

Em 2014, nós reconhecemos uma provisão para créditos de liquidação duvidosa de US\$ 1.948 milhões para cobrir certas contas a receber devidas pelas empresas que operam no setor elétrico isolado na região Norte do Brasil, que são principalmente relacionadas às subsidiárias da Eletrobras. Para mais informações, consulte a Nota 8.4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Para obter informações adicionais relacionadas às nossas principais transações com partes relacionadas, ver Nota 19 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Item 8. Informações Financeiras

Demonstrações Consolidadas e Outras Informações Financeiras

Ver Item 18 "Demonstrações Financeiras" e "Índice das Demonstrações Financeiras".

Processos Judiciais

Atualmente, somos parte em diversos processos judiciais de naturezas cível, administrativa, tributária, trabalhista, ambiental e em reivindicações corporativas movidas contra nós no curso normal de nossos negócios. Essas reivindicações envolvem quantias substanciais de dinheiro e outras reparações. Vários litígios individuais respondem por uma parte significativa do valor total das reivindicações contra nós. Nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas incluem apenas provisões para perdas e gastos prováveis e razoavelmente estimáveis que podemos incorrer no âmbito de processos pendentes. Nossos processos relevantes estão descritos na Nota 30 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas incluídas neste relatório anual, e essa descrição é incorporada por referência nesta rubrica.

Entre 08 de dezembro de 2014 e 07 de janeiro de 2015, cinco ações coletivas putativas foram apresentadas contra nós no Tribunal Distrital dos Estados Unidos no Distrito Sul de Nova York (o "Tribunal Distrital"). Essas ações foram consolidadas em 17 de fevereiro de 2015 (o "*Consolidated Securities Litigation*"). O Tribunal nomeou um querelante principal, Universities Superannuation Scheme Limited ("USS"), em 4 de março de 2015. O USS apresentou uma queixa consolidada alterada em 27 de março de 2015 que pretende ser em nome de pessoas ou entidades (i) que compraram ou adquiriram títulos da Petrobras na Bolsa de Nova York ou em outras operações domésticas dos EUA entre 22 de janeiro de 2010 e 19 de Março de 2015; e (ii) que compraram certos títulos de dívida emitidos por subsidiárias financeiras da Petrobras em três ofertas públicas entre 2012 e 2014; e (iii) que compraram ou adquiriram títulos da Petrobras na Bolsa de Valores Brasileira durante o período de 22 janeiro de 2010 e 19 de março de 2015, que também compraram ou adquiriram títulos da Petrobras negociados na NYSE ou em outras operações domésticas dos EUA no mesmo período .

A ação alterada consolidada alega, entre outras coisas, que, em comunicados ao mercado da Petrobras, apresentações à SEC e outras comunicações, a Petrobras fez declarações e omissões materialmente falsas e enganosas a respeito do valor de seus ativos, os montantes de suas despesas e seu lucro líquido, a eficácia dos controles internos da Petrobras sobre as informações financeiras e sobre as políticas anticorrupção em razão da corrupção supostamente alegada em conexão com certos contratos, que supostamente inflaram artificialmente o valor dos títulos da Petrobras no mercado.

Em 17 de abril, Petrobras, PGF e outros arquivaram uma petição de anulação. A petição de anulação está agendada para ser totalmente informada até 22 de maio de 2015.

Além disso, até o momento quatro ações foram apresentadas por investidores institucionais no Tribunal Distrital que consistem em alegações semelhantes às da denúncia consolidada alterada. Essas ações individuais foram consolidadas junto à Consolidated Securities Litigation para fins de pré-julgamento.

Os demandantes não especificaram uma quantidade de supostos danos nessas ações. Por essas ações estarem em seus estágios iniciais, a Petrobras não é capaz de estimar razoavelmente a possível perda ou intervalo de perdas, se houver, decorrentes dos litígios, e, conseqüentemente, não fizemos nenhuma provisão com relação a este litígio. Nós contratamos uma empresa dos EUA para nos prover assessoria jurídica e pretendemos nos defender vigorosamente das acusações feitas no âmbito destas ações.

Investigações da SEC e do Departamento de Justiça dos EUA

Nós também recebemos uma intimação da SEC relativa às alegações sobre a operação Lava-Jato e estamos cooperando plenamente com a SEC, bem como com o Departamento de Justiça dos EUA em sua investigação neste assunto. Consulte o Item 3 "Informações Principais -Fatores de Risco- As investigações em curso da SEC e do Departamento de Justiça dos EUA sobre a possibilidade de não conformidade com a Lei Sobre a Prática de Corrupção no Exterior (Foreign Corrupt Practices Act) dos EUA poderiam nos afetar adversamente. As violações dessa lei ou de outras leis podem nos obrigar a pagar multas e expor a Petrobras e nossos empregados a sanções penais e ações cíveis".

Operação Lava-Jato

Para mais informações sobre a investigação Lava-Jato e seus impactos sobre a empresa, consulte "nota explicativa" e Nota 3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Comissões Internas

Nós estabelecemos Comissões Internas de apuração para avaliar o nosso cumprimento das leis e regulamentos em vigor. O escopo de operação de cada comissão interna é estabelecido por nossa administração. Após a conclusão da avaliação de cada comissão interna, as suas conclusões materiais são usadas para melhorar os nossos esforços de conformidade.

Recentemente, tivemos algumas comissões internas instaladas que foram estabelecidas em determinados casos, para avaliar transações passadas mencionados nos relatos públicos da imprensa, incluindo:

- Uma comissão formada em 13 de agosto de 2013 para avaliar os contratos de nossa área internacional com a Construtora Norberto Odebrecht, nosso prestador de serviços;
- Uma comissão formada em 24 de março de 2014 para avaliar aspectos da aquisição da refinaria de Pasadena;
- Uma comissão formada em 11 de abril de 2014 para avaliar nossos contratos com o nosso prestador de serviços EcoGlobal;
- Uma comissão formada em 14 de abril de 2014 para avaliar os nossos contratos com o nosso prestador de serviços Astro Marítima Navegação S.A.;
- Duas comissões formadas em 25 de abril de 2014 para avaliar nossos contratos com prestadores de serviços envolvidos em nossos projetos de refino da Refinaria Abreu e Lima (RNEST) e COMPERJ;

- Uma comissão formada em 04 de outubro de 2014 para avaliar o processo em que nosso fornecedor Sanko Sider foi incluído em nosso registro de fornecedores aprovados;
- Uma comissão formada em 05 de novembro de 2014 para avaliar nossos contratos com o nosso prestador de serviços Toyo Setal; e
- Comissões formadas entre 09 e 27 de março de 2015, que estão atualmente avaliando os nossos contratos com prestadores de serviços envolvidos em nossas refinarias, projetos de modernização de terminais e construções de gasodutos.

Depois de analisar a documentação produzida internamente, o trabalho de cada uma destas comissões foi concluído, com a descoberta em alguns casos que alguns dos antigos e atuais funcionários da Petrobras não cumpriram algumas de nossas políticas internas. Os resultados de cada uma destas comissões foram enviados às autoridades brasileiras aplicáveis (incluindo o Ministério Público Federal, Polícia Federal, CVM, CGDU e TCU) para sua avaliação. Estas autoridades brasileiras podem tomar medidas legais contra os indivíduos envolvidos, e até o momento, temos realocados os atuais empregados que não estejam em conformidade com algumas de nossas políticas internas para cargos diferentes dentro de nossa companhia (e na medida do necessário, podemos promover realocações adicionais e tomar outras medidas possíveis ao abrigo da legislação trabalhista brasileira). Neste contexto, a fim de melhorar nossas práticas de governança e de controle interno, também criamos uma nova Diretoria – Diretoria de Governança, Risco e Conformidade, que é liderado pelo nosso novo Diretor de Governança, Risco e Conformidade. Para mais informações consulte o Item 6 "Conselheiros, Alta Administração e Empregados -Conselheiros e Administração - Diretoria Executiva".

Em 31 de março de 2014, a comissão interna foi estabelecida para avaliar denúncias de suborno envolvendo a empresa SBM Offshore confirmando a não descoberta de evidências internas que apoiassem tais alegações. Os nossos resultados e conclusões também foram enviados às autoridades brasileiras aplicáveis para auxiliá-los em suas investigações em curso. Em 02 de abril de 2014, a SBM Offshore também confirmou publicamente que não encontrou nenhuma evidência que apoiasse as alegações de suborno.

No entanto, no final de Maio de 2014, a SBM Offshore informou a Petrobras, que o Ministério Público Holandês havia confirmado a existência de uma transferência de fundos de uma conta bancária aberta em nome do representante comercial da SBM Offshore no Brasil para um empregado ou ex- empregado não identificado da Petrobras. A Petrobras enviou essa informação ao CGDU, ao Ministério Público Federal no Rio de Janeiro e ao TCU. Nós suspendemos a SBM Offshore de participar em qualquer um dos nossos leilões de compra.

Independentemente das descobertas de nossas comissões internas, entre 2012 e 2014, e para mitigar os riscos potenciais de nova violação de nossas políticas internas, a Petrobras desenvolveu e implementou uma série de medidas destinadas a melhorar a governança corporativa, a nossa gestão de processos, gestão de riscos e controle, incluindo as relacionadas com fraude e corrupção, como o nosso Programa de Prevenção da Corrupção. Veja Item 16B. "Código de Ética".

Distribuição de Dividendos

A tabela abaixo descreve a quantidade de dinheiro pago nos últimos três anos aos nossos acionistas, na forma de dividendos e participação sobre o capital próprio.

	Para o Exercício Findo em 31 de dezembro de		
	2014	2013 (U.S.\$ milhões)	2012
Total de valores pagos	3.918	2.656	3.272

Nosso Conselho de Administração propôs a não distribuição de dividendos em 2015 para lucros acumulados no exercício findo em 31 de dezembro de 2014, porque reportamos um prejuízo líquido para o ano fiscal. Veja a Nota 23.5 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Para obter informações sobre requisitos de distribuição de dividendos nos termos da Lei das Sociedades por Ações e nosso estatuto social, consulte o Item 10 "Informações Adicionais- Atos Constitutivos e Estatuto Social - Pagamento de Dividendos e Juros sobre Capital Próprio", e Item 10 "Distribuição compulsória".

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
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	16,57	15,57	17,63	16,78	14,20	13,34	15,05	14,33
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
Quarto trimestre	20,34	15,57	21,44	16,78	17,90	13,34	18,79	14,33
2014								
Primeiro trimestre	15,82	12,02	16,75	12,57	13,32	10,27	13,96	10,68
Segundo trimestre	17,92	14,83	19,00	15,32	15,94	13,14	16,99	13,48
Terceiro trimestre	23,29	16,05	24,56	17,12	20,65	14,19	21,86	14,89
setembro 2014	23,29	17,25	24,56	18,09	20,65	14,19	21,86	14,89
Quarto trimestre	20,75	8,52	22,13	9,18	17,27	6,26	18,44	6,66
outubro 2014	20,75	13,53	22,13	14,02	17,27	11,16	18,44	11,49
novembro 2014	14,25	11,94	14,85	12,45	11,32	9,33	11,69	9,64
dezembro 2014	12,00	8,52	12,73	9,18	9,27	6,26	9,83	6,66
2015:								
Primeiro trimestre	9,95	8,04	10,25	8,18	7,65	5,01	7,97	5,10
Janeiro 2015	9,81	8,04	10,25	8,18	7,65	6,01	7,97	6,14
Fevereiro 2015	9,95	8,57	10,12	8,66	7,29	6,23	7,44	6,31
Março 2015	9,72	8,15	9,84	8,30	6,41	5,01	6,50	5,10
Abril 2015	14,70	10,08	13,33	10,21	9,99	6,35	8,91	6,41

A BMF&BOVESPA

Em 30 de dezembro de 2014, as ações ordinárias e preferências da Petrobras representaram 5,7% do total da capitalização de mercado da BMF&BOVESPA e a Petrobras foi a companhia mais negociada na BM&FBOVESPA. Em 30 de dezembro de 2014, a capitalização de mercado total das 363 empresas listadas na BMF&BOVESPA era de aproximadamente U.S.\$845 bilhões e as dez maiores empresas representavam aproximadamente 50,7% da capitalização de mercado total de todas as empresas listadas. Todas as ações em circulação de uma empresa listadas em bolsa podem ser negociadas na BMF&BOVESPA, mas, na maioria dos casos, somente uma parte 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 BM&FBOVESPA por um detentor não considerado residente no Brasil para fins regulatórios e fiscais do Brasil (um titular estrangeiro) está sujeita a certas limitações nos termos da legislação brasileira sobre investimentos estrangeiros. Os titulares estrangeiros somente poderão negociar na BM&FBOVESPA, de acordo com as exigências da Resolução nº 4.373 do CMN e Instrução CVM nº 560/2015. A Resolução nº 4.373 exige que os títulos detidos por detentores estrangeiros sejam mantidos sob a custódia, ou em contas de depósito em instituições financeiras devidamente autorizadas pela CVM.

Além disso, a Instrução CVM nº 560/2015 estabelece situações limitadas em que titulares estrangeiros estão autorizados a negociar valores mobiliários fora das bolsas de valores brasileiras ou qualificadas em mercados de balcão, como o caso de operações envolvendo subscrição, resgate, reembolso de ações e conversão de debêntures em ações.

De acordo com as normas brasileiras, a transferência da titularidade de investimentos de um detentor estrangeiro a outra parte por meio de transação privada só é permitida em situações limitadas, tais como transferências decorrentes de transações que envolvam incorporação, cisão, fusão, reorganizações societárias, swaps de ações, ou de uma transferência resultante de legado ou herança. Essas transferências também são permitidas em situações em que (i) o beneficiário final do investimento transferido permaneça inalterado e (ii) o valor total dos valores mobiliários ou ativos financeiros detidos, direta ou indiretamente, por todos os investidores que participam na operação permaneça inalterado. A CVM pode autorizar negociações ou transferências em outras situações, a pedido do investidor interessado. Para mais informações consulte o Item 10 "Informações Adicionais-Controles de Câmbio".

Item 10. Informações adicionais

Atos Constitutivos e Estatuto Social

Geral

Somos uma empresa de capital aberto devidamente registrada na CVM sob o número de identificação 9512. O artigo 3º do nosso estatuto social estabelece nosso objeto social como sendo de pesquisa, prospecção, extração, processamento, comércio e transporte de petróleo proveniente de poços, de xisto ou de outras rochas, de derivados de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, bem como outras atividades correlatas ou afins, tais como atividades relacionadas a energia, incluindo a pesquisa, desenvolvimento, produção, transporte, distribuição, venda e comércio de todas as formas de energia, bem como outras atividades correlatas ou afins. Podemos exercer, fora do Brasil, diretamente ou através de nossas subsidiárias, qualquer das atividades dentro de nosso objeto social.

Seguem abaixo algumas informações a respeito de nosso capital social autorizado e emitido e um breve resumo de algumas cláusulas importantes de nosso estatuto social e legislação societária brasileira. Esta descrição não pretende ser completa e está qualificada por referência a nosso Regulamento (com tradução em Inglês registrada junto à SEC) e à legislação societária brasileira. Veja o anexo 1.1 - nosso estatuto social.

Qualificação dos Conselheiros

A Lei nº 12.431/2011 alterou a Lei das Sociedades por Ações, eliminando a exigência anterior de que os membros do Conselho de Administração de uma empresa devam ser acionistas da companhia. Os membros de nossa Diretoria Executiva devem ser brasileiros natos e residentes no Brasil. Nossos conselheiros e diretores executivos estão impedidos de votar em qualquer operação que envolva empresas das quais eles detenham mais de 10% do total do capital social ou nas quais tenham ocupado cargo de gestão em período imediatamente anterior à sua tomada de posse. De acordo com nosso estatuto social, os acionistas fixam a remuneração global a ser paga aos conselheiros e diretores executivos. O Conselho de Administração distribui a remuneração entre seus membros e os diretores executivos.

Além disso, a Lei nº 12.353/2010 exige que as empresas públicas e de economia mista, nas quais o governo federal brasileiro detém a maioria dos direitos de voto, direta ou indiretamente, incluam como membro do Conselho de Administração um representante eleito pelos empregados da empresa por meio de uma votação em separado.

Destinação do Lucro Líquido

A cada assembleia anual geral de acionistas, o Conselho de Administração é obrigado a recomendar como o lucro líquido do exercício fiscal anterior deve ser alocado. A Lei das Sociedades por Ações define lucro líquido como o lucro após impostos de renda e contribuição social durante um ano fiscal, líquido de quaisquer prejuízos acumulados de exercícios fiscais anteriores e de quaisquer valores destinados à participação de empregados e administradores nos lucros da empresa. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, os valores disponíveis para distribuição de dividendos ou pagamento de juros sobre o capital próprio é o lucro líquido menos quaisquer valores alocados do lucro líquido para a reserva legal.

Somos obrigados a manter uma reserva legal, à qual devemos destinar 5% do lucro líquido de cada exercício fiscal até que o valor dessa reserva seja igual a 20% de nosso capital integralizado. No entanto, não somos obrigados a fazer qualquer destinação à reserva legal em exercício fiscal em que a reserva legal, quando acrescida às outras reservas de capital constituídas, exceda 30% do nosso capital. A reserva legal só pode ser utilizada para compensar prejuízos ou aumentar o nosso capital.

Enquanto formos capazes de efetuar a distribuição mínima compulsória descrita abaixo, devemos destinar um montante equivalente a 0,5% do capital subscrito, totalmente integralizado no capital no final do ano para uma reserva estatutária. A reserva é usada para financiar os custos dos programas de pesquisa e desenvolvimento tecnológico. O saldo acumulado dessa reserva não pode exceder 5% do subscrito, totalmente integralizado no capital social.

A Lei das Sociedades por Ações também prevê três alocações discricionárias do lucro líquido que estão sujeitas à aprovação pelos acionistas na assembleia geral anual de acionistas, como disposto a seguir:

- primeiro, um percentual do lucro líquido poderá ser destinado a uma reserva de contingência para perdas antecipadas julgadas prováveis em exercícios futuros. Qualquer valor assim destinado em um exercício anterior deverá ser revertido no exercício fiscal no qual os motivos justifiquem que a reserva deixe de existir, ou baixado no caso de ocorrência de perda antecipada;
- segundo, se o montante de distribuição compulsória exceder a soma do lucro líquido realizado em um determinado exercício, esse excedente poderá ser alocado a uma reserva de lucros a realizar. A Lei das Sociedades por Ações define lucro líquido realizado como o montante do lucro líquido que exceder a soma do 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 lugar, uma parte do nosso lucro líquido que exceder a distribuição mínima compulsória poderá ser alocada para financiar o capital de giro e projetos de investimento, desde que essa atribuição seja baseada em um orçamento de capital anteriormente aprovado por nossos acionistas. Os orçamentos de capital que excedam um ano devem ser revisados a cada assembleia anual de acionistas.

Distribuição Compulsória

Nos termos da Lei das Sociedades por Ações, o estatuto social de uma companhia brasileira, como a nossa, pode especificar um percentual mínimo dos valores disponíveis para distribuição por essa companhia para cada exercício fiscal, que devam ser distribuídos aos acionistas a título de dividendos ou participação sobre o capital próprio. Esse percentual, também conhecido como o valor compulsório de distribuição, não pode ser inferior a 25% do lucro líquido ajustado para o ano fiscal. De acordo com nosso estatuto social, o dividendo obrigatório foi fixado em um montante igual a pelo menos 25% de nosso lucro líquido ajustado, deduzidas as alocações para reserva legal, os incentivos fiscais (se houver), reserva para contingências (se houver), e somando os montantes da reserva de contingência revertida de anos anteriores (se houver), conforme estabelecido na Lei das Sociedades por Ações. Além disso, o lucro líquido que não são atribuídos às reservas mencionadas acima, para financiar necessidades de capital de giro e projetos de investimento, conforme descrito acima, ou de reserva estatutária deverá ser distribuído aos acionistas a título de dividendos ou participação sobre o capital.

Como uma companhia brasileira com uma classe de ações sem direito de voto e de acordo com nosso Regulamento, na medida em que declaramos dividendos, os detentores de ações preferenciais têm direito a dividendos não cumulativos anuais mínimos preferenciais igual ao maior valor entre (i) 5% de sua participação proporcional de nosso capital integralizado, ou (ii) 3% do valor contábil de suas ações preferenciais.

Na medida em que declaramos dividendos sobre nossas ações ordinárias, em qualquer ano, em um montante que exceda os dividendos mínimos preferenciais devidos a nossas ações preferenciais, os detentores de ações preferenciais teriam direito a um dividendo adicional por ação, de modo a que detentores de ações preferenciais passem a receber o mesmo valor do dividendo adicional por ação pago aos detentores de ações ordinárias. Os detentores de ações preferenciais participam igualmente com os acionistas ordinários em aumentos de capital social obtidos pela incorporação de reservas e lucros.

A Lei das Sociedades por Ações, entretanto, permite que uma companhia de capital aberto, como nós, suspenda a distribuição compulsória caso o Conselho de Administração e o relatório do Conselho Fiscal na assembleia geral anual de acionistas indiquem que a distribuição seria desaconselhável em vista da situação financeira da empresa. Neste caso, o Conselho de Administração deverá apresentar justificativa da suspensão à CVM. Os lucros não distribuídos em virtude da suspensão acima mencionada serão destinados a uma reserva especial e, se não absorvidos por prejuízos subsequentes, serão distribuídos assim que a condição financeira da companhia permita tais pagamentos.

Pagamento de Dividendos e Juros sobre Capital Próprio

Somos obrigados pela Lei das Sociedades por Ações 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, 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 Fiscais no Brasil”. O valor pago aos acionistas a título de juros sobre capital próprio, líquido de qualquer imposto retido, poderá ser incluído como parte de qualquer distribuição de dividendo obrigatória. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, 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 capital próprio, seja, no mínimo, igual ao dividendo obrigatório.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações 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

Por meio do voto nas Assembleias Gerais, 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 sobre 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 por Ações, 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 procuração). 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 por Ações e com nosso estatuto social, cada uma de nossas ações ordinárias confere direito a voto nas assembleias gerais de acionistas. O governo federal brasileiro é obrigado por lei a possuir pelo menos a maioria de nossas ações com direito a voto. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações e nosso estatuto social, nossas ações preferenciais 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 da 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 por Ações;
- participação em grupo de sociedades, sujeito às condições estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações;
- 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 companhia, sujeita às condições estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações;
- transferência de todas as nossas ações para outra sociedade ou recebimento de ações de outra sociedade para tornar a sociedade cujas ações sejam transferidas uma subsidiária integral da referida sociedade, conhecida como incorporação de ações; e
- aprovação de nossa liquidação.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, 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 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 companhia;
- 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 companhia 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.

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 empregados 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 federal brasileiro sempre terá o direito de nomear a maioria dos nossos conselheiros.

Direitos de Preferência

De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades Anônimas, os acionistas têm 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. Para mais informações consulte o Item 3 “Informações Principais — Fatores de Risco — Riscos Relativos aos Nossos Valores Mobiliários”.

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 por Ações; ou
- participar em grupo de sociedades centralizado, definido conforme a Lei das Sociedades por Ações 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 por Ações;
- 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, sujeito às condições estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações; ou
- adquirir o controle de outra sociedade, cujo preço exceda os limites estabelecidos na Lei das Sociedades por Ações, 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 por Ações, 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 federal 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 por Ações.

Restrições de Auto-negociação

Nosso acionista controlador, o governo federal 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 titulares estrangeiros não enfrentam restrições legais sobre a titularidade de nossas ações ordinárias ou preferenciais ou de ADSs com base em nossas ações ordinárias ou preferenciais, e têm o direito de preferência de tais ações ordinárias ou preferenciais, conforme o caso.

No entanto, a capacidade de converter pagamentos de dividendos e receitas da venda de ações ordinárias ou de ações preferenciais ou direitos de preferência em moeda estrangeira e de remeter esses valores para fora do Brasil está sujeita a restrições da legislação sobre investimentos estrangeiros, que geralmente requer, entre outras medidas, o registro do investimento correspondente no Banco Central do Brasil. Todavia, qualquer detentor estrangeiro que se registre na CVM de acordo com a Resolução CMN nº 4.373 poderá comprar e vender títulos diretamente na BM&FBOVESPA. Esses titulares estrangeiros devem designar um representante local no Brasil que deverá, entre outras funções, registrar e manter atualizado junto ao Banco Central do Brasil o registro de todas as transações desses investidores na BM&FBOVESPA.

Além disso, o Anexo II da Resolução nº 4.373 do CMN, permite que as sociedades brasileiras emitam recibos depositários 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 social, o governo federal 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, por meio do qual o governo nos cedeu 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. Veja o anexo 2.78 para uma tradução do Contrato de Cessão Onerosa.

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 Abrangida. O Contrato de Cessão Onerosa abrange seis blocos firmes, mais um bloco contingente, localizados nas áreas do pré-sal e identificados no Contrato de Cessão Onerosa. Estes blocos estão localizados na Bacia de Santos e têm estimativas de características geológicas semelhantes às descobertas feitas em outros lugares na área do pré-sal. Em 07 de fevereiro de 2014, devolvemos ao governo federal o bloco contingente referente ao Contrato de Cessão Onerosa porque confirmamos que o volume máximo inicialmente previsto no Contrato de Cessão Onerosa pode ser alcançado em outros seis blocos firmes (ou seja, sem a necessidade de qualquer contribuição do bloco contingente).

Supervisão e Inspeção. A ANP tem autoridade reguladora e direitos de inspeção sobre nossas atividades nas áreas sujeitas ao Contrato de Cessão Onerosa, bem como sobre a nossa conformidade com o Contrato de Cessão Onerosa.

Custos e riscos. Todas as nossas atividades de exploração, desenvolvimento e produção no âmbito do 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 Letras financeiras do Tesouro, ou 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.

Revisão

O Contrato de Cessão Onerosa está sujeita a um processo de revisão. Nós notificamos o governo federal brasileiro e à ANP 10 meses antes da data de declaração de comercialidade de cada área abrangida pelo contrato, a fim de iniciar as modalidades do processo de revisão, que começou imediatamente após a declaração de comercialidade de cada campo em cada um dos blocos. O processo de revisão de todas as áreas sujeitas aos Contratos de Cessão Onerosa está atualmente em curso e não há data formal ou oficial para a sua conclusão.

A conclusão do processo de revisão pode resultar na renegociação de (i) o preço do contrato, (ii) o volume máximo de produção de cinco bilhões de boe, (iii) a duração do contrato, e (iv) dos níveis mínimos de bens e serviços a serem adquiridos de fornecedores brasileiros.

Se o preço de contrato revisado for mais elevado que o preço inicial do contrato, podemos concordar com o governo federal brasileiro em uma ou mais das seguintes opções de pagamento: (i) um pagamento a ser feito por nós, em dinheiro ou LFTs, ao governo federal brasileiro em um montante igual à diferença entre o preço revisado do contrato (resultante do processo de revisão) e o preço inicial do contrato; ou (ii) uma redução no volume de produção máxima de cinco bilhões de boe de óleo equivalente. Se o preço de contrato revisado for inferior ao preço inicial do contrato, então, o governo federal brasileiro nos pagará em dinheiro, LFTs, títulos emitidos por nós ou por outros meios acordados entre nós, a diferença entre o preço do contrato revisado e o valor inicial do contrato. Em ambos os casos, a diferença entre o preço do contrato revisado e o preço do contrato inicial em dólares norte-americanos será convertida para reais, com base na taxa de câmbio média PTAX de compra de dólares norte-americanos, divulgada pelo Banco Central do Brasil referente aos 30 dias anteriores à revisão de cada área e será ajustado pela taxa de juros do Sistema Especial de Liquidação e Custódia, ou a taxa SELIC, até a data do pagamento. Os pagamentos devem ser feitos no prazo de três anos após a conclusão do processo de revisão.

O processo de revisão será baseado em relatórios de peritos independentes a serem contratados por nós e pela ANP. Entre outros fatores, o seguinte será considerado no processo de revisão:

- Data-base: para fins de análise econômica a ocorrer durante o processo de revisão, foi acordado com o governo federal brasileiro que a data de referência é a data da Declaração de Comercialidade de cada bloco. Esta conclusão, no entanto, está pendente de uma negociação com o governo federal brasileiro;
- Taxa de desconto: uma taxa de desconto de 8,83% ao ano;
- Preço de Referência do Petróleo: será igual ao preço médio de negociação do mês anterior à Data de Referência do processo 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 o décimo oitavo contrato futuro em termos de vencimento, menos a diferença em relação ao petróleo Brent. A diferença de petróleo Brent (o preço do WTI menos o preço do Brent) deve ser calculada utilizando médias anuais de projeções mensais, conforme especificado nos mais recentemente relatórios do Pira Energy Group publicados (disponível em seu site mediante pagamento de uma taxa) para o ano seguinte à revisão, ou, caso não esteja disponível, uma previsão comparável publicada por uma entidade de renome internacional por sua competência técnica na indústria de petróleo e gás natural. Para cada área nos termos do Contrato de Cessão Onerosa, o cálculo da diferença do preço do barril de petróleo equivalente aplicável a cada área em relação ao petróleo Brent deverá basear-se nos mais recentes dados de caracterização dos fluidos disponíveis na data de revisão, e o cálculo deverá ser realizado em conformidade 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 similares 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 (calculada 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 iniciou na data de celebração do Contrato de Cessão Onerosa e terminou com a declaração de comercialidade de cada reservatório descoberto em cada área coberta pelo Contrato de Cessão Onerosa.
- Fase de Produção. A fase de produção para um a determinada 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 Mínimo de Trabalho

Durante a fase de exploração, que está agora concluída, fomos obrigados a realizar um programa mínimo de trabalho, conforme especificado no Contrato de Cessão Onerosa, bem como outras atividades fora do âmbito do programa mínimo de trabalho, que foram aprovadas pela ANP. Nós realizamos o programa de trabalho mínimo em todos os blocos e realizamos atividades adicionais em alguns blocos.

Realocação de Volumes

Após a conclusão do processo de revisão do Contrato de Cessão Onerosa, nós e o governo federal brasileiro pudemos negociar a realocação do volume de petróleo e gás natural originalmente designado para cada bloco, observando o preço revisto por barril de óleo equivalente aplicável a cada área, nas seguintes situações: (i) a autoridade ambiental competente não conceder uma licença permanente para o desempenho das 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 ser viável nos termos das melhores práticas da indústria do petróleo, devido às características geológicas dos reservatórios, observados os parâmetros econômicos estabelecidos no processo de revisão (como 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 a 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 cedido a nós nos termos do Contrato de Cessão Onerosa pode estender-se para áreas adjacentes fora desse bloco. Nesse caso, devemos informar à ANP imediatamente após a identificação dessa extensão e ficaremos impedidos de exercer as atividades de exploração e produção dentro desse bloco, até que tenhamos negociado um Acordo de Unitização com a concessionária ou empreiteira que possua os direitos sobre as áreas adjacentes, nos termos de um regime de produção e exploração diferente, salvo se expressamente autorizado pela ANP. A ANP informará a esses terceiros que devemos negociar um "Acordo de Unitização". Se a área adjacente não for licenciada, o governo federal brasileiro, representado pela PPSA ou pela ANP, deverá negociar conosco.

Se as partes não conseguirem chegar a um acordo dentro de um prazo estabelecido pela ANP, a agência irá determinar os termos e as obrigações relacionadas com a unitização, com base em um relatório preparado por peritos, e também irá notificar-nos e aos terceiros ou ao representante brasileiro do governo federal, conforme o caso, sobre tal determinação. Até que o acordo de unitização seja aprovado pela ANP, as operações de desenvolvimento e produção do reservatório deverão permanecer suspensas, a menos que seja de outra forma autorizada pela ANP. A nossa recusa em executar o acordo de unitização resultará na devolução ao governo federal brasileiro da área sujeita ao processo de unitização.

Extensões para áreas adjacentes foram identificadas e notificadas à ANP em três dos seis blocos do Contrato de Cessão Onerosa. A ANP autorizou-nos a continuar nossas atividades exploratórias e nos autorizou a começar a negociar os acordos de unitização necessários junto às concessionárias. Estas negociações estão sendo conduzidas em todos os três blocos, com nenhum impacto sobre o andamento desses projetos.

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, flora e recursos naturais locais. Seremos responsáveis por danos ao meio ambiente advindos de nossas operações, incluindo quaisquer custos relacionados com medidas de remediação.

Conteúdo Local

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.

Produção Adicional nas Áreas de Contrato de Cessão Onerosa

Em junho de 2014, o CNPE promulgou a Resolução No. 1, que estabeleceu que a Petrobras poderá estar diretamente envolvida pelo governo federal brasileiro em regime de partilha de produção para produzir o volume de petróleo, gás natural e hidrocarbonetos fluidos nas áreas do Contrato de Cessão Onerosa que exceda a produção máxima de cinco bnboe originalmente acordada no âmbito do Contrato de Cessão Onerosa ou que poderá ser negociado durante o processo de revisão. Este excesso de produção seria extraído das seguintes áreas reguladas pelo Contrato de Cessão Onerosa: (i) Búzios, (ii) Entorno de Iara; (iii) Florim e (iv) Nordeste de Tupi. As estimativas da ANP indicam que estas quatro áreas podem conter volumes adicionais no valor de 9,8 a 15,2 bnboe.

Segundo os termos da aprovação do CNPE, a Petrobras deverá compartilhar o "óleo lucro" com o governo federal brasileiro em troca do direito de produzir esses volumes excedentes nas áreas do Contrato de Cessão Onerosa designadas. A participação do governo federal brasileiro no óleo lucro será a seguinte: (i) 51,37%, em Búzios, (ii) 50,60% no Entorno de Iara, (iii) 51,20% em Florim e (iv) 51,48% no Nordeste de Tupi, considerando o preço do barril de petróleo em US\$ 105,00 e à produção média de 11.000 bbl/d por poço de produção ativo. A aprovação do CNPE também contemplou os requisitos de conteúdo brasileiros.

Os próximos passos com relação a essa decisão do CNPE envolvem a negociação dos termos dos diferentes acordos de partilha de produção com o MME, PPSA e a ANP. No entanto, em novembro de 2014, o TCU determinou que a execução destes acordos de partilha de produção deve ser negociada somente após a conclusão do processo de revisão do Contrato de Cessão Onerosa. Nós não iniciamos qualquer negociação e não temos qualquer estimativa sobre quando estes acordos de partilha de produção serão executados. O acordo de partilha de produção para cada uma destas quatro áreas terá um prazo de 35 anos.

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%), CNOOC 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, ao 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, consulte o Item 4 "Informações sobre a companhia - Regulamentação do Setor de Petróleo e Gás no Brasil – Contrato de Partilha de Produção para Áreas Sem Licença 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) ao Governo Federal Brasileiro como um bônus de assinatura pela celebração do Contrato de Partilha de Produção. Nos termos do Contrato de Partilha de Produção, até a declaração de comercialidade do Campo de Libra, o Consórcio de Libra irá recuperar em óleo quaisquer despesas com royalties, assim como investimentos feitos e recuperados como "óleo custo" e dividir com o governo federal brasileiro o "óleo-lucro" produzido em troca pelo direito de explorar e produzir petróleo e gás no bloco de Libra. A parcela média do óleo lucro do governo será de 41,625%, variando com o preço do barril de 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 bnboe.

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 “óleo 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, 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 “óleo 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 atividades de avaliação para 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 com a declaração de comercialidade para cada descoberta. Nós teremos quatro anos (período prorrogável mediante aprovação prévia da ANP de acordo com os termos e condições previstos 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 execução não impedirá o direito da ANP de 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 desenvolvimento 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 iniciar 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 Ministério de Minas e Energia do Brasil em até 90 (noventa) dias, e o MME tomará uma decisão em até 60 (sessenta) dias após o recebimento do parecer da ANP.

- Todos os membros do Consórcio de Libra têm direito de primeira recusa em relação a um eventual contrato de direitos e obrigações a ser feito por qualquer outro membro do Consórcio de Libra.
- 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 podem registrar seus investimentos em geral, nos termos da Lei nº 4.131 / 1962 (investimento estrangeiro direto) ou Resolução CMN nº 4.373 (investimentos de carteira em mercado regulamentado, tais como bolsas de valores). O registro nos termos da Resolução CMN nº 4.373 proporciona um tratamento fiscal mais favorável aos investidores estrangeiros que não sejam residentes em paraísos fiscais, conforme definido pelas leis tributárias brasileiras. Veja "Tributação Relativa às Nossas ADSs e Ações Ordinárias e Preferenciais - Considerações Fiscais no Brasil".

Nos termos da Resolução CMN nº 4.373, os investidores estrangeiros podem investir em quase todos os ativos financeiros e participar de quase todas as transações disponíveis nos mercados financeiros e de capitais brasileiros, contanto que certas exigências sejam atendidas. De acordo com a Resolução CMN nº 4.373, a definição de investidor estrangeiro inclui pessoas físicas, pessoas jurídicas, fundos mútuos e outras entidades de investimento coletivo, domiciliadas ou com sede no exterior.

Nos termos da Resolução CMN nº 4.373, um investidor estrangeiro deverá:

- nomear pelo menos um representante no Brasil, com poderes para praticar atos relativos aos seus investimentos;
- registrar-se como investidor estrangeiro junto à CVM;
- nomear pelo menos um custodiante autorizado no Brasil para seus investimentos; e

- registrar todos os seus investimentos em carteira no Brasil, através do seu representante, junto ao Banco Central do Brasil.

Valores mobiliários e outros ativos financeiros detidos por investidores nos termos da Resolução CMN nº 4.373 devem ser registrados ou mantidos em contas de depósito ou sob a custódia de uma entidade devidamente licenciada pelo Banco Central do Brasil ou pela CVM. Além disso, qualquer transferência de títulos detidos nos termos da Resolução CMN nº 4.373 e da Instrução CVM nº 560/2015 deve ser realizada nas bolsas de valores ou através de entidades dos mercados de balcão licenciados pela CVM, exceto para transferências resultantes de transações envolvendo fusão, cisão, incorporação, reorganizações societárias, swaps de ações, ou de uma transferência resultante de legado ou herança.

O Anexo II da Resolução CMN nº 4.373, prevê a emissão de recibos de depósito em mercados estrangeiros com relação a ações de emissores brasileiros. O depositário das ADSs obteve junto ao Banco Central do Brasil um certificado eletrônico de registro com relação ao nosso programa de ADR existente. De acordo com o registro, o custodiante e o depositário serão capazes de converter dividendos e outras distribuições com relação às ações pertinentes representadas por ADSs em moeda estrangeira e remeter os recursos para fora do Brasil.

Na hipótese de um detentor de ADSs trocar as ADSs pelas ações ordinárias ou preferenciais subjacentes, o detentor será obrigado a obter o registro como investidor estrangeiro no Brasil nos termos da Resolução CMN nº 4373 (anexo I), com a nomeação de um representante local e obtenção de um certificado de registro do Banco Central do Brasil. O descumprimento em tomar essas medidas pode sujeitar o titular à incapacidade de converter os ganhos de alienação, ou de distribuições com relação às ações relevantes, em moeda estrangeira e remeter para fora do Brasil. Além disso, o titular pode ser submetido a um tratamento fiscal menos favorável no Brasil do que um detentor de ADSs. Além disso, se o investidor estrangeiro residir em um "paraíso fiscal", o investidor também estará sujeito a tratamento fiscal menos favorável. Consulte o Item 3 " Informações Principais - Fatores de Risco - Riscos Relativos aos Nossos Valores Mobiliários" e "Tributação Relativa às Nossas ADSs e Ações Ordinárias e Preferenciais - Considerações Fiscais no Brasil".

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 Fiscais no Brasil

Geral

A discussão a seguir resume as consequências fiscais brasileiras da aquisição, propriedade e alienação de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs, conforme o caso, por um detentor que não seja considerado como domiciliado no Brasil para fins de tributação no Brasil, também chamado como detentor estrangeiro.

Segundo a legislação brasileira, os investidores (acionistas estrangeiros) podem investir em ações preferenciais ou ordinárias nos termos da Resolução CMN No. 4.373, ou nos termos da Lei nº 4.131 / 1962. As regras da Resolução CMN nº 4.373 permitem aos investidores estrangeiros investir em quase todos os instrumentos e se envolver em quase todas as transações disponíveis nos mercados financeiros e de capitais brasileiros, contanto que certas exigências sejam atendidas. De acordo com a Resolução nº 4.373, a definição de investidor estrangeiro inclui pessoas físicas, pessoas jurídicas, fundos mútuos e outras entidades de investimento coletivo, domiciliadas ou com sede no exterior.

Em conformidade com essa regra, os investidores estrangeiros devem: (i) nomear pelo menos um representante no Brasil com poderes para realizar ações relativas a seu investimento estrangeiro (como o registro e manutenção de registros atualizados de todas as transações com o Banco Central do Brasil); (ii) preencher o formulário de 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.

Valores mobiliários e outros ativos financeiros detidos por investidores estrangeiros nos termos da Resolução CMN nº 4.373 deverão ser registrados ou mantidos em contas de depósito ou sob a custódia de uma entidade devidamente licenciada pela CVM. Além disso, a negociação de títulos está restrita às transações realizadas nas bolsas de valores ou mercados de balcão organizados autorizados 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.

Devemos pagar aos nossos acionistas (inclusive aos titulares não-brasileiro 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 CMN nº 4.373, 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 17% (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 de Baixa Tributação ou Tributação Não-Existente”.

Tributação sobre Juros sobre o Capital Próprio

Qualquer pagamento de juros sobre o capital próprio 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 Juros sobre Capital Próprio”. 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 de Baixa Tributação ou Tributação Não-Existente”. O pagamento de juros pela taxa SELIC que é aplicável a pagamentos de dividendos se aplica igualmente a pagamentos de juros sobre o capital próprio. A determinação de se faremos ou não distribuições na forma de juros sobre o capital próprio ou na forma de dividendos é feita por nosso Conselho de Administração na ocasião em que as distribuições tiverem que ser feitas. Não podemos determinar como nosso Conselho de Administração fará essas determinações em relação a distribuições futuras.

Tributação de Ganhos

Para fins de tributação brasileira sobre ganhos de capital, há dois tipos de detentores não-brasileiros a serem considerados: (i) detentores não-brasileiros de ADS, ações preferenciais ou ações ordinárias 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 CMN nº 4.373 e (ii) quaisquer outros detentores não brasileiros, incluindo todos e quaisquer detentores não-brasileiros que invistam no Brasil em desacordo com a Resolução CMN nº 4.373 (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 de Baixa Tributação ou Tributação 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 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 de ADSs pode estar sujeito à 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 CMN nº 4.373 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 CMN nº 4.373 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 CMN nº 4.373 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 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 “Esclarecimentos sobre Detentores Não-Brasileiros Residentes ou Domiciliados em Jurisdições de Baixa Tributação ou Tributação Não-Existente”.

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 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 CMN nº 4.373 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 17%. 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 17%; (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; (iii) não tributa ou tributa fontes estrangeiras de renda a uma alíquota máxima inferior a 17%; 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, dedutibilidade do imposto de renda das empresas brasileiras 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 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. Essa taxa percentual igual a zero se aplica a pagamentos de dividendos e juros sobre o capital próprio 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 CMN nº 4.373. A Sucursal Executiva Brasileira pode aumentar tais alíquotas a qualquer momento em até 25%, no montante sobre transações de câmbio em moeda estrangeira, 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. 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 detidas por um detentor estrangeiro que obtenha registro nos termos da Resolução CMN No. 4.373, ou pelo depositário representando esse detentor, está qualificado para registro junto ao Banco Central do Brasil; e tal registro permite a remessa para fora do Brasil de moeda estrangeira, convertida à taxa de câmbio comercial, adquirida com o produto das distribuições e os valores realizados com respeito às alienações dessas ações preferenciais ou ordinárias. O montante registrado ("capital social") para cada ação preferencial ou ordinária comprada como parte da oferta internacional ou comprada no Brasil após a presente data, e depositada com o depositário será igual ao seu preço de compra (em

dólares americanos). O capital registrado de uma ação preferencial ou ordinária que for retirado mediante resgate de uma ADS será o equivalente em dólares ao:

- (a) preço médio de uma ação preferencial ou ordinária na bolsa de valores brasileira na qual o maior volume dessas ações foi negociado no dia da retirada; ou
- (b) se nenhuma ação preferencial ou ordinária tiver sido negociada naquele dia, o preço médio na bolsa de valores brasileira no qual o maior volume de ações preferenciais ou ordinárias foi negociado nos 15 pregões imediatamente anteriores à data de tal retirada.

O valor em dólares americanos do preço médio das ações preferenciais ou ordinárias é determinado com base na média das taxas reais de mercado dólar/comercial cotada pelo sistema de informação do Banco Central do Brasil nessa data (ou, se o preço médio de ações preferenciais ou ordinárias for determinado de acordo com a segunda opção acima, o preço será determinado pelas taxas médias cotadas verificadas nos mesmos 15 pregões anteriores, como descrito acima).

Um detentor estrangeiro de ações preferenciais ou ordinárias pode estar sujeito a atrasos na realização desse registro, que por sua vez poderá atrasar remessas ao exterior. Esse atraso pode afetar adversamente o valor, em dólares norte-americanos, recebido pelo detentor estrangeiro. Consulte o Item 3 "Informações Principais - Fatores de Risco- Riscos Relativos aos Nossos Valores Mobiliários".

Considerações sobre o 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, parcerias ou seus parceiros, 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 EM CADA CIRCUNSTANCIA, INCLUINDO CONSEQUÊNCIAS SOBRE LEIS QUE NÃO AS LEIS DE IMPOSTO DE RENDA FEDERAL AMERICANO, DE 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, para fins de imposto de renda federal norte-americano, e não sendo nenhum ganho ou prejuízo reconhecido se os ADSs forem trocadas pelas ações ordinárias ou preferenciais representadas 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 distribuimos 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 Petrobras 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 nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas Auditadas e nos dados de mercado e de acionistas pertinentes, acreditamos que não fomos tratados como uma PFIC para fins de imposto de renda federal norte-americano em nosso exercício tributável de 2013 ou 2014. Além disso, com base nas nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas Auditadas e nossas expectativas atuais a respeito do valor e da natureza de nossos ativos, as fontes e a natureza de nossa renda, e os dados pertinentes de mercado e de acionistas, não esperamos nos tornarmos uma PFIC para o exercício tributável de 2015. 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 seremos capazes 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 podem não 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 detentor 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 dos EUA.

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 PGF

O resumo a seguir inclui uma descrição de considerações relevantes sobre imposto de renda federal do Brasil, da Holanda, da União Europeia e dos Estados Unidos, que podem ser relevantes para a compra, titularidade e alienação de títulos de dívida 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, do Brasil e dos Estados Unidos.

Este resumo tem como base a legislação tributária da Holanda, 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 de títulos.

Tributação Holandesa

O disposto a seguir define em geral as consequências do imposto holandês aos titulares dos títulos associadas à compra, propriedade e alienação de títulos 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 títulos poderá incluir uma pessoa física ou uma entidade que não possua título legal aos títulos, mas a quem os títulos são atribuídos com base tanto na participação econômica da pessoa física ou da entidade nos títulos ou com base nas provisões legais específicas, incluindo provisões legais relativas às quais os títulos são atribuídos a uma pessoa física que seja, ou que tenha herdado direta ou indiretamente os títulos de uma pessoa que tenha sido, o instituidor, outorgante ou originador semelhante de um fundo, fundação ou entidade similar que detenha os títulos.

Esta seção não descreve todas as consequências possíveis de impostos holandeses que possam ser relevantes ao titular dos títulos que recebe ou tenha recebido quaisquer benefícios desses títulos 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 títulos não estará sujeito a quaisquer impostos holandeses sobre a renda ou ganhos de capital com respeito aos títulos, inclusive imposto sobre qualquer pagamento nos termos dos títulos, ou com relação a qualquer ganho realizado na alienação, suposta alienação, resgate, ou troca dos títulos, 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, os títulos sejam atribuídas;
- 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 aos títulos 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 dos títulos 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 dos títulos não ficará sujeito a tributação na Holanda por razão somente da execução, entrega e/ou cumprimento de seus direitos e obrigações associados aos títulos, a emissão dos títulos ou a *performance* por parte da PGF de suas obrigações segundo os títulos.

Imposto retido na fonte na Holanda

Todos os pagamentos feitos nos termos dos títulos não serão sujeitos a qualquer retenção na fonte de qualquer natureza imposta, incidente, retida ou avaliada pela Holanda, desde que esses pagamentos se qualifiquem como juros sobre os títulos para efeitos fiscais holandeses.

Impostos sobre Doação de Bens, Espólio e Herança na Holanda

Nenhum imposto sobre doação, espólio ou herança será cobrado na Holanda com respeito a qualquer compra ou compra considerada de títulos por meio de doação em razão do falecimento de um titular dos títulos que não seja residente, considerado um residente para fins fiscais de herança holandesa e doação, a menos no caso em que uma doação de títulos 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 dos títulos ou com respeito a qualquer pagamento por parte da PGF do principal, juros ou prêmio (se houver) sobre os títulos.

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 dos títulos por razão única da compra, propriedade, e alienação dos títulos.

Diretiva sobre Tributação dos Rendimentos da Poupança da União Europeia

Nos termos da diretiva, cada Estado-Membro da União Europeia é obrigado a fornecer às autoridades fiscais ou outras autoridades competentes de outro Estado-Membro detalhes sobre pagamentos de juros (ou renda similar) pagos por um agente pagador nos termos da sua jurisdição, ou recolhidos por esse agente pagador para um beneficiário individual efetivo residente no outro Estado-Membro ou a certos tipos limitados de entidades estabelecidas nesse outro Estado-Membro. No entanto, durante um período transitório (cujo final, entre outras coisas, dependerá da conclusão de acordos por parte da Comissão Europeia com certos países não membros da UE para a troca de informações relativas aos juros e outros rendimentos similares ou à introdução de um intercâmbio automático de informações com o país que aplicar o regime de transição), a Áustria irá (a menos que durante esse período, escolha outra forma) aplicar um sistema de retenção na fonte em relação aos pagamentos de dedução do imposto à alíquota de 35%, a menos que o beneficiário efetivo dos juros que opte para que o fornecimento de certos procedimentos de informação seja aplicado em vez de retenção na fonte. A retenção na fonte efetuada pela Áustria durante o período de transição pode ser totalmente meritória ou reembolsável no estado do investidor ou em sua residência fiscal.

Um número de países não pertencentes à UE, incluindo a Suíça, e determinados territórios dependentes ou associados de certos Estados-membros acordaram em adotar medidas semelhantes com a UE (com um sistema de retenção na fonte sendo aplicado no caso da Suíça).

A Comissão Europeia adotou, em 24 de março de 2014 a diretiva revisada que reforça as normas existentes em matéria de troca de informações sobre os rendimentos da poupança com o objetivo de melhor

permitir que Estados Membros evitem a evasão fiscal. A Comissão Europeia solicitou que a diretiva revisada seja implementada pelos Estados-Membros em janeiro de 2016 e está atualmente renegociando os acordos com uma série de países não pertencentes à UE, incluindo a Suíça, e determinados territórios dependentes ou associados de certos Estados-membros, em conformidade com a diretiva revisada e desenvolvimentos internacionais.

Os detentores de títulos que estão em dúvida quanto à sua posição devem consultar seus consultores financeiros ou fiscais.

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, INCLUINDO, SEM LIMITAR-SE ÀS CONSEQUÊNCIAS DE RECEBER JUROS E DE VENDER, RESGATAR OU AMORTIZAR OS TÍTULOS OU CUPONS.

Geralmente, uma pessoa física, pessoa jurídica, *trust* ou organização domiciliadas, para fins de imposto, fora do Brasil ou um “não-residente” é tributado no Brasil somente quando a renda é derivada de fontes brasileiras ou quando a transação resulta em tais ganhos que envolvam ativos no Brasil. Portanto, eventuais ganhos ou participações (inclusive desconto na emissão original), taxas, comissões, despesas e quaisquer outras receitas pagos pela 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 à 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 17% 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, parcerias ou seus parceiros, detentores que estão sujeitos a imposto mínimo alternativo, certos detentores de títulos de curto prazo, pessoas que protejam com *hedge* 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 sentença anterior.

Além disso, este resumo não aborda nenhuma consideração tributária estrangeira, estadual ou municipal. Este resumo se aplica apenas a compradores originais de títulos que 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 CADA CIRCUNSTÂNCIA, INCLUINDO AS CONSEQUÊNCIAS DE UM INVESTIMENTO EM TÍTULOS DE ACORDO COM LEIS QUE NÃO AS LEIS DE IMPOSTO DE RENDA FEDERAL NORTE-AMERICANAS.

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 aplicável 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, 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, reduzido 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, sujeitas 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 detentor 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 não recebimento de pagamento das vendas realizadas e quantias investidas, depositadas ou garantidas por instituições financeiras.

Nós adotamos uma filosofia de gestão de riscos integrada cuja gestão foca não nos riscos individuais das operações ou das unidades de negócio, mas que forma uma visão mais abrangente das nossas atividades consolidadas, capturando possíveis coberturas naturais, quando disponíveis. Para a gestão de riscos de mercado, ações estruturais financeiras são tomadas através da gestão adequada do nosso capital, em vez do uso de instrumentos financeiros derivativos.

Risco de Preço de Commodities

Nossas compras e vendas de petróleo e de 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 *hedging* (a saber, a compra e venda de petróleo e derivados para suprir nossas necessidades operacionais).

As operações de derivativos destinam-se a proteger os resultados esperados das transações realizadas no exterior. Nossos contratos de derivativos preveem *hedges* econômicos para compras antecipadas de petróleo e derivados e vendas nos mercados internacionais, geralmente previstas a ocorrerem em um período de 30 a 360 dias. Vide Nota 33 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter mais informações sobre nossas transações de derivativos de commodities, incluindo uma análise de sensibilidade demonstrando a alteração líquida no valor justo de mudanças desfavoráveis de 25% (ou 50%) no preço da commodity subjacente a partir de 31 de dezembro de 2014, que é uma mudança de 25% (ou 50%) no preço da commodity subjacente para opções, futuros e swaps.

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 2014 e 2013, incluindo as dívidas de curto prazo e de longo prazo.

	Total da carteira de dívidas (1)	
	2014	2013
	(%)	
Denominada em reais:		
Taxa fixa	4,0	3,1
Taxa flutuante	13,8	16,9
Sub-total	17,8	20,0
Denominada em US\$:		
Taxa fixa	36,6	37,2
Taxa flutuante	35,3	34,4
Sub-total	71,9	71,6
Outras moedas		
Taxa fixa	9,8	8,0
Taxa flutuante	0,5	0,4
Sub-total	10,3	8,4
Total	100,0	100,0
Dívida com taxa flutuante:		
Denominada em real	13,8	16,9
Denominada em moeda estrangeira	35,8	34,8
Dívida com taxa fixa:		
Denominada em real	4,0	3,1
Denominada em moeda estrangeira	46,4	45,2
Total	100,0	100,0
Dólares norte-americanos	71,9	71,6
Euro	7,4	5,6
GBP	2,1	1,6
Yen japonês	0,8	1,2
Reais brasileiros	17,8	20,0
Total	100,0	100,0

(1) Curto prazo e longo prazo

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 na Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), conforme definido pelo CMN.

Nós geralmente não utilizamos instrumentos derivativos para administrar nossa exposição à flutuação da taxa de juros. No entanto, consideramos continuamente várias formas de derivativos para reduzir nossa exposição às flutuações das taxas de juros e poderemos utilizar estes instrumentos financeiros no futuro.

O risco de taxa de câmbio a que estamos expostos tem maior impacto sobre o balanço patrimonial e resulta principalmente da incidência de obrigações denominadas não em reais em nossa carteira de dívida. No que diz respeito à gestão dos riscos cambiais, buscamos identificá-los e tratá-los em uma análise integrada de proteções naturais (hedges), nos beneficiando da correlação entre a renda e despesas. Para o curto prazo, a gestão

de nosso risco cambial envolve alocar nossos investimentos entre o real e outras moedas estrangeiras. Neste contexto, a nossa estratégia pode envolver o uso de instrumentos financeiros derivativos para nos proteger contra a volatilidade da taxa de câmbio, o que pode impactar o valor de algumas de nossas obrigações.

Nós projetamos relações de *hedging* de fluxo de caixa para administrar o nosso risco cambial das nossas prováveis futuras exportações. Consulte o Item 5 "Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras -Inflação e Variação Cambial" e Notas 4.3.6 e 33.2 (a) de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter mais informações sobre o nosso hedge de fluxo de caixa.

Informações sobre as datas de vencimento previstas e moeda, os principais fluxos de caixa, as taxas de juros médias correspondentes de nossas obrigações de dívida e risco de liquidez estão definidas nas notas 17 e 33.6 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Item 12. Descrição dos 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 101 Barclay Street, 22 West, 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 (ou menos) 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 caixa 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 2014, o valor bruto total dos referidos reembolsos foi de aproximadamente US\$ 37,9 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

Controles e Procedimentos de Divulgação

Avaliamos, com a participação de nosso presidente e diretor financeiro, a eficácia de nossos controles e procedimentos de divulgação em 31 de dezembro de 2014. Com base em nossa avaliação, o presidente e o diretor financeiro concluíram que nossos controles internos, devido a suas fraquezas materiais, não foram eficazes sobre os relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2014. Assim, não ofereceram uma garantia razoável de que as informações exigidas para sua divulgação nos relatórios que protocolamos ou submetemos nos termos da Lei de Mercado de Capitais ("Exchange Act") estavam registradas, processadas, resumidas e divulgadas dentro dos prazos especificados nas normas e formulários aplicáveis e que foram acumuladas e comunicadas à nossa administração, incluindo o presidente e o diretor financeiro, de forma apropriada a permitir a tomada de decisões em tempo hábil com relação à divulgação exigida.

Relatório da Administração com respeito ao Controle Interno sobre os Relatórios Financeiros

Nossa administração é responsável por estabelecer e manter controles internos adequados sobre os relatórios financeiros e pela avaliação da eficácia dos controles internos sobre relatórios financeiros.

Nosso controle interno sobre os relatórios financeiros é um processo desenhado por ou sob a supervisão de nosso presidente e nosso diretor financeiro, e efetivado pelo nosso conselho de administração, pela administração e outros funcionários de modo a fornecer segurança razoável quanto à confiabilidade dos relatórios financeiros e da preparação das demonstrações contábeis consolidadas para fins externos de acordo com as normas IFRS, emitidas pelo IASB.

Devido às suas limitações inerentes, o controle interno sobre os relatórios financeiros pode não prevenir ou detectar erros em tempo hábil. Portanto, mesmo os sistemas determinados a serem efetivos podem fornecer apenas uma segurança razoável com relação à preparação e apresentação das demonstrações contábeis. Além disso, as projeções de qualquer avaliação de eficácia para períodos futuros estão sujeitas ao risco de que os controles possam se tornar inadequados devido a mudanças nas condições ou de que o grau de conformidade com as políticas ou procedimentos venha a se deteriorar.

Nossa administração avaliou a eficácia de nossos controles internos sobre relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2014, com base nos critérios estabelecidos em Controles Internos - Estrutura Integrada (2013), emitidos pelo Comitê das Organizações Patrocinadoras da Comissão Treadway (COSO). Com base nessa avaliação e critérios, e devido às fraquezas materiais descritas abaixo, a nossa administração concluiu que nosso controle interno sobre os relatórios financeiros não foi efetivo em 31 de dezembro de 2014.

Fraquezas materiais nos Controles Internos sobre os Relatórios Financeiros

Uma fraqueza material é uma deficiência ou uma combinação de deficiências nos controles internos sobre relatórios financeiros que pode gerar uma possibilidade razoável de que uma distorção/declaração incorreta

relevante nas demonstrações contábeis consolidadas anuais ou intermediárias da companhia não seja prevenida ou detectada em tempo hábil.

Durante a avaliação dos controles internos sobre relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2014 a nossa administração identificou as fraquezas materiais descritas abaixo.

Anulação de controles pela Administração

Em 2014, a administração identificou certas decisões tomadas durante o período de 2004 e abril de 2012 relacionadas especificamente aos nossos grandes projetos de investimento nos segmentos de negócios de Exploração e Produção, Refino e Gás e Energia, que não estavam em conformidade com nossos controles internos existentes no processo de contratação de serviços nesses segmentos. Os controles internos sobre a contratação de serviços incluem procedimentos previstos no Manual da Petrobras de Contratação - MPC e a Sistemática Corporativa de Projetos de Investimento.

Em alguns dos nossos processos de contratação, um ou mais ex-dirigentes, em conjunto com terceiros (determinados fornecedores de serviços envolvidos nos projetos de construção), atuaram no sentido de anular, infringir ou burlar os controles, o que resultou na prática de atos indevidos e contrários aos nossos interesses e políticas. Nossa administração identificou as seguintes deficiências dos controles internos relacionadas à falha em detectar esses atos que, juntos, constituem uma fraqueza material em nosso ambiente de controle: (i) posicionamento ético inadequado na alta direção da empresa ("tone at the top") com relação aos controles internos; (ii) falha na comunicação dos valores éticos previstos no nosso Código de Conduta; e (iii) falta de um programa eficaz de denúncia de irregularidades.

Essas deficiências contribuíram para a nossa falha em evitar uma superavaliação de nossos ativos imobilizados.

Controles relacionados a Ativos Imobilizados

Nossa administração identificou que nossos controles internos em 31 de dezembro de 2014 não identificaram possíveis riscos decorrentes da capacidade econômico-financeira de fornecedores, à luz dos recentes adiamentos de projetos e por razão de garantias que ainda não foram plenamente executadas, o que resultou na falha em identificar a necessidade de registrar baixa contábil em pagamentos antecipados a fornecedores que não resultarão em benefícios econômicos futuros. Nossos controles internos naquela data também não identificaram a necessidade de reconhecer as despesas relacionadas com a rescisão desses contratos.

Também identificamos deficiências relacionadas ao monitoramento da necessidade de reclassificar determinados ativos imobilizados, ainda registrados como em construção apesar de já terem sido concluídos. Uma falha na reclassificação desses ativos poderia levar a uma falta de reconhecimento em tempo hábil, e em sua totalidade, da depreciação associada aos ativos.

Nossa administração também identificou deficiência relacionada à falha no reconhecimento de perdas decorrentes do teste de recuperabilidade (impairment) de cinco projetos de Exploração e Produção que se encontravam em fase inicial de planejamento e para os quais não estimamos fluxos de caixa futuros.

Essas deficiências resultaram em uma superavaliação de nossos ativos imobilizados e uma subavaliação de nossas despesas.

Revisão e Aprovação de Lançamentos Contábeis Manuais

Nossa administração identificou falta de monitoramento em tempo hábil de possíveis mudanças nos parâmetros de controle do ambiente de planejamento de recursos empresariais ("ERP") utilizados para suportar os controles internos relacionados à revisão e aprovação de lançamentos contábeis manuais. Essa falha em monitorar em tempo hábil as mudanças nos parâmetros de ERP poderia nos sujeitar ao risco de não detecção da totalidade dos lançamentos contábeis manuais a serem revisados ou confirmados. Nossa administração também identificou

deficiências no desenho do nosso controle interno sobre a revisão e aprovação de lançamentos contábeis manuais. Essas deficiências constituíram uma fraqueza material.

Essa deficiência não resultou em declarações inexatas ou irregularidades em nossas demonstrações contábeis.

Gerenciamento de Acesso em Processos de Negócios e de Tecnologia da Informação e Segregação de Funções de Processos de Negócios no Ambiente ERP

Nossa administração identificou deficiências na operação de controles relacionados a procedimentos de concessão de acesso e na análise da segregação de funções no nível de processos de negócio que, quando avaliadas em conjunto, constituem uma fraqueza material.

As deficiências de controle identificadas foram relacionadas com a gestão, revisão e monitoramento de acesso apresentaram exceções, principalmente na operação dos controles relacionada à aplicação de regras específicas referentes à revisão de acesso. Quanto à gestão de acesso a funções críticas de ERP e segregação de funções nos processos de negócios no ambiente ERP, ocorreram deficiências de operação nos controles.

Essa deficiência não resultou em declarações inexatas ou irregularidades em nossas demonstrações contábeis.

Impacto das Fraquezas Materiais

Essas fraquezas materiais poderiam resultar em distorção/imprecisão dos saldos contábeis ou divulgações representando distorções/declarações incorretas relevantes nas nossas demonstrações contábeis consolidadas anuais ou intermediárias que não seriam prevenidas ou detectadas.

Auditoria da Eficácia dos Controles Internos sobre os Relatórios Financeiros

A empresa de auditoria independente, PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes - PwC, auditou a eficácia de nossos controles internos sobre relatórios financeiros, conforme declarado em seu relatório, incluído neste instrumento.

Remediação

Nossa administração está ativamente engajada na concepção e implementação de esforços de remediação para corrigir as fraquezas materiais identificadas, bem como identificar riscos em outras áreas. Os esforços de remediação descritos abaixo, implementados ou em processo de implementação, se destinam a identificar tanto as fraquezas materiais identificadas como as áreas relacionadas. A concepção e implementação desses e de outros esforços de remediação são de responsabilidade da nossa administração.

Apesar das fraquezas materiais identificadas, a administração concluiu que as demonstrações contábeis consolidadas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a nossa condição financeira e resultados das operações referentes aos períodos apresentados. O impacto de todos os fatos conhecidos por nossa administração até a presente data foi refletido nas demonstrações contábeis consolidadas.

Anulação de controles pela Administração

Estamos implementando as seguintes medidas corretivas em resposta à fraqueza material relativa à anulação de controles pela administração:

- Criamos uma nova Diretoria de Governança, Risco e Conformidade para melhorar os controles e o cumprimento de nossas diretrizes e para garantir que tais diretrizes sejam observadas por nossos administradores e empregados. A criação da Diretoria de Governança, Risco e Conformidade e o reflexo de sua atuação nos níveis decisórios demonstram o firme compromisso da alta administração na execução

e monitoramento de programas de conformidade com posicionamento ético na direção da companhia ("tone at the top"). Para mais informações sobre a nossa nova Diretoria de Governança, Risco e Conformidade, consulte Item 6 "Conselheiros, Alta Administração e Empregados - Diretoria Executiva".

- Implementamos medidas para melhorar a nossa governança e sistemas de *compliance* com o objetivo de garantir a conformidade legal e processual e mitigar riscos, incluindo os relacionados com fraude e corrupção. Isso inclui melhorias em nosso canal de denúncias para receber queixas e preservar o anonimato do denunciante, programas de treinamento a nossos funcionários e melhoria de processos disciplinares. Para mais informações sobre nosso Programa de Prevenção da Corrupção, Código de Ética e Guia de Conduta, consulte Item 16B. "Código de Ética."
- Contratamos dois escritórios independentes de advocacia, um brasileiro e um norte-americano, para conduzir uma investigação interna independente em relação, entre outros assuntos, à natureza, extensão e impacto das alegadas ações impróprias cometidas por ex-funcionários da Petrobras. Em dezembro de 2014, nosso Conselho de Administração aprovou a criação de um Comitê Especial para atuar como um canal de comunicação (*reporting line*) relacionado às investigações feitas por estes escritórios. O Comitê Especial é composto por três membros: dois externos da companhia, independentes, um brasileiro e outro estrangeiro, com notório conhecimento técnico, além do diretor de Governança, Risco e Conformidade da Petrobras. Esperamos que as investigações resultem em recomendações sobre novas melhorias nos controles internos. Para mais informações sobre o Comitê Especial, consulte o Item 6 "Conselheiros, Alta Administração e Empregados - Outros Comitês."
- Estamos atualizando nossas diretrizes de contratação e procedimentos corporativos para exigir expressamente uma análise das propostas de preços apresentadas pelos licitantes e uma comparação com preços de referência internos.
- Estamos melhorando os controles relacionados à avaliação dos contratos de serviço quanto a seus aspectos econômico-financeiros, tributários, técnicos e jurídicos, previamente à realização dos processos licitatórios.
- Estamos modificando nossa Sistemática Corporativa de Projetos de Investimento para exigir definição detalhada sobre a duração e o custo dos projetos desde o início da contratação dos serviços de construção e montagem.
- Estamos melhorando o acompanhamento sistemático da execução física e financeira dos nossos principais projetos de investimento, de modo que os resultados sejam acompanhados de forma centralizada e integrada para facilitar o planejamento e controle desses projetos.

Ativos Imobilizados

Estamos implementando as seguintes medidas corretivas com relação a nossos controles relativos a ativos imobilizados:

- criação do Programa de Melhorias na Gestão da Base de Fornecedores - PGBF, aprovada pela administração, que está sendo desenvolvido com o apoio de consultoria externa especializada para aprimorar os nossos critérios de cadastro de fornecedores;
- avaliação e padronização de controle específico que exigirá um parecer detalhado que avalie a capacidade econômico-financeira de fornecedores em nossos projetos estratégicos;
- aprimoramento dos controles de modo a garantir a revisão periódica e tempestiva dos saldos dos adiantamentos feitos a fornecedores;

- Reforço dos controles relacionados à transferência tempestiva de projetos em andamento para imobilizados concluídos, com ênfase na melhoria da sistemática de acompanhamento da execução física e financeira dos nossos projetos; e
- Melhoria dos controles internos exigindo o reconhecimento da totalidade das perdas identificadas no teste de recuperabilidade dos ativos (*impairment*), de todos os ativos de Exploração e Produção, independentemente da fase do projeto.

Lançamentos Manuais

Em resposta à fraqueza material referente à revisão e aprovação de lançamentos contábeis manuais, estamos implementando ajustes no desenho de nossos controles por meio do monitoramento, em base mensal, de alterações nos parâmetros do ambiente de ERP, para eliminar qualquer possibilidade de que os riscos relacionados ao controle de lançamento manual se materializem.

Além de mudanças no desenho de nossos controles, a aprovação de lançamentos manuais será por meio de solução automatizada no ERP, Monitoramento Contínuo de Controles - CCM, integrado ao ciclo de avaliação do módulo da ferramenta GRC, que direciona o pedido de aprovação de lançamentos manuais aos gestores e verifica o tempo necessário para a confirmação de todos os critérios que compõem o desenho dos controles.

Gerenciamento de Acesso e Segregação de Funções

Nossa administração considera adequado o desenho dos controles do ambiente geral de tecnologia da informação e dos processos de negócio do sistema ERP e acredita que apresentamos um modelo estruturado de governança, gestão e ferramentas de GRC em operação. Estamos implementando as seguintes medidas corretivas em resposta à fraqueza material relacionada ao gerenciamento de acesso e segregação de funções:

- Melhoria das regras automatizadas relacionadas ao gerenciamento de acesso;
- Fortalecimento de nossos controles internos sobre o acesso a funções críticas de ERP e segregação de funções nas transações de ERP por meio de medidas desenvolvidas pela administração. O objetivo é melhorar essas atividades junto com os gestores responsáveis em cada macroprocesso de nossos negócios; e
- Aprimoramento de nossos controles compensatórios, relacionados à segregação de funções nas transações de ERP e à expansão do conjunto de monitores e seus respectivos relatórios automatizados já desenvolvidos e utilizados para identificar, monitorar e tratar qualquer conflito que se materialize, expandindo-os onde há um risco e ocorrência de conflitos tecnicamente justificáveis.

Mudanças nos Controles Internos sobre os Relatórios Financeiros

As mudanças em nosso controle interno sobre os relatórios financeiros durante o ano fiscal de 2014 e as alterações previstas nesse controle interno que tenham afetado ou que possam afetar significativamente nosso controle interno sobre nossos relatórios financeiros estão descritas acima no item "Remediação".

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 de atendimento à Lei Sarbanes-Oxley de 2002. O Sr. Luiz Nelson Guedes de Carvalho é um perito financeiro do Comitê de Auditoria e ele é independente, conforme definido no Artigo 17 do CRF, 240.10A-3.;

Item 16B. Código de Ética

Nossos negócios e nossas relações com terceiros são guiados por 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 em 2002 para Código de Ética do Sistema Petrobras.

Em 2006, após passar por um processo de revisão com ampla participação de nossos segmentos de negócios, empregados 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 executivos e conselheiros. O documento encontra-se disponível em nosso website em <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/governanca-corporativa/instrumentos-de-governanca/codigo-de-etica>.

Nossos diretores executivos 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.

Em conexão com os nossos programas de conformidade, em julho de 2013, nossa diretoria aprovou o Programa Petrobras de Prevenção da Corrupção - PPPC, que foca na prevenção, detecção e punição de atos de fraude e corrupção cometidos contra Petrobras. O programa é gerido em todas as áreas da Petrobras, e é projetado para melhorar a nossa estrutura de governança e responsabilidade operacional e promover o nosso compromisso com a boa governança. Este programa é atualmente gerido pelo nossa Diretoria de Governança, Risco e Conformidade. Uma cópia do nosso Manual do Programa de Prevenção de Corrupção está disponível em nosso website em <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/governanca-corporativa/instrumentos-de-governanca/programa-petrobras-de-prevencao-da-corrupcao>.

Em novembro de 2014, nossa diretoria aprovou também o Guia de Conduta da Petrobras, que contém as diretrizes para implementar o Código de Ética da Petrobras e outros regulamentos internos. O Guia de Conduta da Petrobras estabelece as regras básicas para o comportamento ético e a conduta profissional a serem adotados na Petrobras. Em fevereiro de 2015, as diretrizes da Petrobras de adjudicação de contratos foram alteradas para submeter todos os fornecedores e prestadores de serviços da Petrobras ao Guia de Conduta da Petrobras.

Item 16C. Principais Honorários e Serviços Contábeis

Honorários de Auditoria e de Serviços

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 2014 e 31 de dezembro de 2013:

	Exercício findo em 31 de Dezembro de	
	2014	2013
	(Em milhares de US\$)	
Honorários de auditorias.....	9.418	8.316
Honorários relacionados às auditorias	154	80
Impostos.....	328	253
Total honorários	9.899	8.649

Os honorários de auditoria na tabela acima são as taxas totais cobradas pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes (PwC) em relação à auditoria de nossas demonstrações financeiras anuais (IFRS e BR GAAP), revisões provisórias (IFRS e BR GAAP), auditorias de nossas subsidiárias (IFRS e BR GAAP, entre outros) e revisão de documentos periódicos registrados junto à SEC. Em 2014, os honorários de auditoria incluem os honorários totais faturados pela PwC, no valor de U.S.\$ 636 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 2014 e 2013.

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 auditoria independente. 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 social 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 Legislação Cambial, 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, Luiz Nelson Guedes de Carvalho, Luiz Augusto Fraga Navarro de Britto Filho e Roberto da Cunha Castello Branco, 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 Legislação Cambial.

Item 16E. Aquisição de Valores Mobiliários pelo Emissor e por Compradores Afiliados

Durante o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2014, nem nós, nem qualquer “comprador afiliado”, conforme definição na Norma 10b-18 (a)(3) da Lei de Mercado de Capitais, compramos quaisquer de nossos valores mobiliários.

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 Legislação Cambial 10A-3; (ii) nosso presidente deve notificar prontamente a NYSE por escrito após qualquer diretor executivo tomar conhecimento de qualquer não-conformidade significativa com as normas de governança corporativa aplicáveis da NYSE; (iii) devemos fornecer à NYSE declarações anuais e provisórias por escrito, conforme exigido pelas normas de governança corporativa da NYSE; e (iv) devemos fornecer uma breve descrição de qualquer diferença significativa entre suas práticas de governança corporativa e aquelas seguidas pelas empresas norte-americanas, de acordo com padrões de listagem em bolsa da NYSE.

A tabela abaixo descreve brevemente as diferenças significativas entre nossas práticas domésticas e as normas de governança corporativa da NYSE.

Normas de Governança Corporativa da Bolsa de Valores de Nova Iorque para Emissores Domésticos Norte-		
Seção	Americanos	Práticas da Petrobras
Independência do Conselheiro		
303A.01	As empresas listadas devem ter uma maioria de conselheiros 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 conselheiros independentes se ela fosse uma emissora local dos EUA. Não há qualquer disposição legal ou política que nos exija ter conselheiros independentes.
303A.03	Os conselheiros não-administrativos de cada empresa listada devem se reunir em sessões executivas agendadas regulamente sem a administração.	Com a exceção do presidente da companhia (que também é conselheiro), 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 do presidente se um assunto em particular possa representar conflito de interesses.
Comitê de Governança Corporativa / Nomeação		
303A.04	As empresas listadas devem ter um comitê de governança corporativa / indicador composto totalmente por conselheiros 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 de nomeação. A Petrobras também não possui um comitê de governança corporativa composto de conselheiros. O Conselho de Administração da Petrobras desenvolve, avalia e aprova os princípios de governança corporativa. Como uma companhia 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 conselheiros 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 companhia controlada, a Petrobras não seria obrigada a cumprir com a exigência de comitê de remuneração se ela fosse uma emissora local dos EUA.

Seção	Normas de Governança Corporativa da Bolsa de Valores de Nova Iorque para Emissores Domésticos Norte-Americanos	Práticas da Petrobras
		Comitê de Auditoria
303A.06 303A.07	As empresas listadas devem possuir um comitê de auditoria com, no mínimo, três conselheiros independentes que cumpram as exigências de independência da Norma 10A-3 de acordo com a Legislação Cambial, 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 companhia, especialmente quanto a riscos, trabalho de auditoria interna e divulgação financeira.
		Plano de Remuneração em Ações
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 das Sociedades por Ações, a aprovação do acionista é necessária para a adoção e revisão e qualquer plano de remuneração em ações. A Petrobras atualmente não possui qualquer plano de remuneração patrimonial.
		Diretrizes de Governança Corporativa
303A.09	As empresas listadas devem adotar e divulgar diretrizes de governança corporativa.	A Petrobras possui um conjunto de Diretrizes de Governança Corporativa que direciona o conselheiro as normas de qualificação, responsabilidades, remuneração, orientação, auto-avaliações e acesso à administração. 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 Conselheiros, Executivos e Empregados
303A.10	As empresas listadas devem adotar e divulgar um código de conduta comercial	A Petrobras possui um Código de Ética e um Guia de Conduta que se aplica aos seus conselheiros,

Seção	Normas de Governança Corporativa da Bolsa de Valores de Nova Iorque para Emissores Domésticos Norte-Americanos	Práticas da Petrobras
	e ética para conselheiros, executivos e empregados e divulgar imediatamente quaisquer renúncias de código para conselheiros ou executivos.	executivos, alta gerência, empregados, estagiários e prestadores de serviços dentro do Sistema Petrobras e um Código de Boas Práticas que se aplica aos seus conselheiros, executivos e alta gerência. A renúncia de qualquer disposição do Código de Ética, o Guia de Conduta e Código de Boas Práticas não é permitida. Esses documentos estão disponíveis no website da Petrobras.
	Exigências de Certificação	
303A.12	Cada presidente de empresa listada deve garantir à NYSE, todos os anos, que ele não está ciente de qualquer violação por parte da empresa das normas de listagem de governança corporativa da NYSE.	Nosso presidente notificará imediatamente à NYSE por escrito se qualquer diretor 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-5 a F-112, incorporadas neste documento por referência.

Item 19. Anexos

Nº

Descrição

- 1.1 Estatuto Social 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 Petrobras International Finance Company, registrado com a Comissão de Valores Mobiliários em 02 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 preferenciais da Petrobras, e o Formulário do ADR comprovando as ADSs representando as ações preferenciais da Petrobras (incorporado pela referência ao Anexo 2.2 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e a Petrobras International Finance Company, registrado com a Comissão de Valores Mobiliários em 02 de abril de 2012 (Arquivos Nºs. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.3 Escritura, com data de 19 de julho de 2002, entre a Petrobras International Finance Company e JPMorgan Chase Bank, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.5 do Registro de Emissão da Petrobras International Finance Company 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 Nºs. 333-92044 e 333-92044-01)).
- 2.4 Escritura, com data de 15 de dezembro de 2006, entre a Petrobras International Finance Company e o Bank of New York, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.9 do Registro de Emissão da Petrobras e da Petrobras International Finance Company no Formulário F-3, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 18 de dezembro de 2006 (Arquivo Nºs. 333-139459 e 333-139459-01)).
- 2.5 Segunda Escritura Suplementar Alterada e Consolidada, com data de 11 de fevereiro de 2009, conforme alterada e consolidada em 9 de julho de 2009, entre a Petrobras International Finance Company, 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 Petrobras International Finance Company, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2010 (Arquivo Nºs. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.6 Garantia Alterada e Consolidada para as Notas Globais de 7,875% com vencimento em 2019 com data 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 Petrobras International Finance Company, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2010 (Arquivo Nºs. 001-15106 e 001-33121)).

- 2.7 Terceira Escritura Suplementar, com data de 30 de outubro de 2009, entre a Petrobras International Finance Company, 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 Petrobras International Finance Company, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2010 (Arquivo N^{os}. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.8 Quarta Escritura Suplementar, com data de 30 de outubro de 2009, entre a Petrobras International Finance Company, 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 Petrobras International Finance Company, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2010 (Arquivo N^{os}. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.9 Garantia para as Notas Globais de 5,75% com vencimento em 2020 com data 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 Petrobras International Finance Company, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2010 (Arquivo N^{os}. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.10 Garantia para as Notas Globais de 6,875% com vencimento em 2040 com data 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 Petrobras International Finance Company, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2010 (Arquivo N^{os}. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.11 Primeira Escritura Suplementar Alterada e Consolidada, com data de 1^o 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 Petrobras International Finance Company, 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 Petrobras International Finance Company, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2010 (Arquivo N^{os}. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.12 Quinta Escritura Suplementar Alterada e Consolidada, com data 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 Petrobras International Finance Company, 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 Petrobras International Finance Company, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2010 (Arquivo N^{os}. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.13 Quinta Escritura Suplementar, com data de 27 de janeiro de 2011, entre a Petrobras International Finance Company, 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 Petrobras International Finance Company, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 26 de maio de 2011 (Arquivo N^{os}. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.14 Garantia para as Notas Globais de 3,875% com vencimento em 2016 com data 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 Petrobras International Finance Company, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 26 de maio de 2011 (Arquivo N^{os}. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.15 Oitava Escritura Suplementar, com data de 9 de dezembro de 2011, entre a Petrobras International Finance Company, 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 Petrobras International Finance Company, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 9 de dezembro de 2011 (Arquivo N^{os}. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.16 Nona Escritura Suplementar, com data de 9 de dezembro de 2011, entre a Petrobras International Finance Company, 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 Petrobras International Finance Company, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 9 de dezembro de 2011 (Arquivo N^{os}. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.17 Garantia para as Notas Globais de 4,875% com vencimento em 2018 com data 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 Petrobras International Finance Company, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 9 de dezembro de 2011 (Arquivo N^{os} 001-15106 e 001-33121)).
- 2.18 Garantia para as Notas Globais de 5,875% com vencimento em 2022 com data 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 Petrobras International Finance Company, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 9 de dezembro de 2011 (Arquivo N^{os} 001-15106 e 001-33121)).
- 2.19 Décima Escritura Suplementar, com data de 12 de dezembro de 2011, entre a Petrobras International Finance Company, 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 Petrobras International Finance Company, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 12 de dezembro de 2011 (Arquivo N^{os}. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.20 Garantia para as Notas Globais de 6,250% com vencimento em 2026 com data 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 Petrobras International Finance Company, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 12 de dezembro de 2011 (Arquivo N^{os} 001-15106 e 001-33121)).
- 2.21 Sexta Escritura Suplementar Alterada e Consolidada, com data de 06 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras International Finance Company, 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 Petrobras

- International Finance Company, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 06 de fevereiro de 2012 (Arquivo N^{os}. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.22 Sétima Escritura Suplementar Alterada e Consolidada, com data de 06 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras International Finance Company, 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 Petrobras International Finance Company, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 06 de fevereiro de 2012 (Arquivo N^{os}. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.23 Décima Segunda Escritura Suplementar, com data de 06 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras International Finance Company, 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 Petrobras International Finance Company, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 06 de fevereiro de 2012 (Arquivo N^{os}. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.24 Garantia Alterada e Consolidada para as Notas Globais de 5,375% com vencimento em 2021 com data 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 Petrobras International Finance Company, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 06 de fevereiro de 2012 (Arquivo N^{os}. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.25 Garantia Alterada e Consolidada para as Notas Globais de 6,750% com vencimento em 2041 com data 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 Petrobras International Finance Company, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 06 de fevereiro de 2012 (Arquivo N^{os}. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.26 Garantia para as Notas Globais de 3,500% com vencimento em 2017 com data 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 Petrobras International Finance Company, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 06 de fevereiro de 2012 (Arquivo N^{os}. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.27 Sexta Escritura Suplementar, com data de 10 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras International Finance Company, 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 Petrobras International Finance Company, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 2 de abril de 2012 (Arquivo N^{os}. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.28 Décima Terceira Escritura Suplementar, com data de 10 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras International Finance Company, 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 Petrobras International Finance Company, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 2 de abril de 2012 (Arquivo N^{os}. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.29 Garantia Alterada e Consolidada das Notas Globais de 7,75% com vencimento em 2014 com data 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 Petrobras International Finance Company, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 02 de abril de 2012 (Arquivo N^{os}. 001-15106 e 001-33121)).

- 2.30 Garantia Alterada e Consolidada das Notas Globais de 6,125% com vencimento em 2016 com data 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 Petrobras International Finance Company, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 02 de abril de 2012 (Arquivo N^{os}. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.31 Garantia Alterada e Consolidada das Notas Globais de 8,375% com vencimento em 2018 com data 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 Petrobras International Finance Company, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 02 de abril de 2012 (Arquivo N^{os}. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.32 Garantia Alterada e Consolidada das Notas Globais de 5,875% com vencimento em 2018 com data 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 Petrobras International Finance Company, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 02 de abril de 2012 (Arquivo N^{os}. 001-15106 e 001-33121)).
- 2.33 Terceira Escritura Suplementar Alterada e Consolidada, com data 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 Petrobras International Finance Company, 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 N^o. 001-15106)).
- 2.34 Quarta Escritura Suplementar Alterada e Consolidada, com data 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 Petrobras International Finance Company, 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 N^o. 001-15106)).
- 2.35 Escritura, com data de 29 de agosto de 2012, entre Petrobras e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.3 do Formulário de Registro da Petrobras, Petrobras International Finance Company e Petrobras Global Finance B.V. no Formulário F-3, protocolado junto à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 29 de agosto de 2012 (Nrs. de Protocolo 333-183618, 333-183618-01 e 333-183618-02))
- 2.36 Escritura, com data de 29 de agosto de 2012, entre Petrobras Global Finance B.V. e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.5 do Formulário de Registro no Formulário F-3 da Petrobras, Petrobras International Finance Company e Petrobras Global Finance B.V., protocolado junto à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários)

em 29 de agosto de 2012 (Nrs. de Protocolo 333-183618, 333-183618-01 e 333-183618-02))

- 2.37 Primeira Escritura Suplementar, com data de 1 de outubro de 2012, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras, o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário, o Bank of New York Mellon, Filial de Londres, na qualidade de principal agente pagador, e o Bank of New York Mellon (Luxemburgo) S.A., na qualidade de agente pagador em Luxemburgo, relacionado a 3,25% dos Títulos Globais com vencimento em 2019 (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.2 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 1 de outubro de 2012 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.38 Segunda Escritura Suplementar, com data de 1 de outubro de 2012, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras, o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário, o Bank of New York Mellon, Filial de Londres, na qualidade de principal agente pagador, e o Bank of New York Mellon (Luxemburgo) S.A., na qualidade de agente pagador em Luxemburgo, relacionado a 4,25% dos Títulos Globais com vencimento em 2023 (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.5 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 1 de outubro de 2012 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.39 Terceira Escritura Suplementar, com data de 1 de outubro de 2012, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras, o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário, o Bank of New York Mellon, Filial de Londres, na qualidade de principal agente pagador, e o Bank of New York Mellon (Luxemburgo) S.A., na qualidade de agente pagador em Luxemburgo, relacionado a 5,375% dos Títulos Globais com vencimento em 2029 (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.8 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 1 de outubro de 2012 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.40 Garantia para 3,25% dos Títulos Globais com vencimento em 2019, com data de 1 de outubro de 2012, entre Petrobras e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.1 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 1 de outubro de 2012 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.41 Garantia para 4,25% dos Títulos Globais com vencimento em 2023, com data de 1 de outubro de 2012, entre Petrobras e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.4 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 1 de outubro de 2012 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.42 Garantia para 5,375% dos Títulos Globais com vencimento em 2029, com data de 1 de outubro de 2012, entre Petrobras e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.7 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 1 de outubro de 2012 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.43 Quarta Escritura Suplementar, com data de 20 de maio de 2013, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário, relacionado a 2,000% dos Títulos Globais com vencimento em 2016 (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.2 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 20 de maio de 2013 (Nr. de Protocolo 001-15106)).

- 2.44 Quinta Escritura Suplementar, com data de 20 de maio de 2013, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário, relacionado a 3,000% dos Títulos Globais com vencimento em 2019 (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.5 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 20 de maio de 2013 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.45 Sexta Escritura Suplementar, com data de 20 de maio de 2013, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário, relacionado a 4,375% dos Títulos Globais com vencimento em 2023 (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.8 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 20 de maio de 2013 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.46 Sétima Escritura Suplementar, com data de 20 de maio de 2013, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário, relacionado a 5,625% dos Títulos Globais com vencimento em 2043 (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.11 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 20 de maio de 2013 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.47 Oitava Escritura Suplementar, com data de 20 de maio de 2013, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário, relacionada aos Títulos Globais de Renda Variável com vencimento em 2016 (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.14 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 20 de maio de 2013 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.48 Nona Escritura Suplementar, com data de 20 de maio de 2013, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário, relacionada aos Títulos Globais de Renda Variável com vencimento em 2019 (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.17 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 20 de maio de 2013 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.49 Garantia para 2,000% dos Títulos Globais com vencimento em 2016, com data de 20 de maio de 2013, entre Petrobras e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.1 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 20 de maio de 2013 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.50 Garantia para 3,000% dos Títulos Globais com vencimento em 2019, com data de 20 de maio de 2013, entre Petrobras e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.4 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 20 de maio de 2013 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.51 Garantia para 4,375% dos Títulos Globais com vencimento em 2023, com data de 20 de maio de 2013, entre Petrobras e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.7 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 20 de maio de 2013 (Nr. de Protocolo 001-15106)).

- 2.52 Garantia para 5,625% dos Títulos Globais com vencimento em 2043, com data de 20 de maio de 2013, entre Petrobras e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.10 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 20 de maio de 2013 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.53 Garantia para Títulos Globais de Renda Variável com vencimento em 2016, com data de 20 de maio de 2013, entre Petrobras e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.13 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 20 de maio de 2013 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.54 Garantia para Títulos Globais de Renda Variável com vencimento em 2019, com data de 20 de maio de 2013, entre Petrobras e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.16 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 20 de maio de 2013 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.55 Décima Escritura Suplementar, com data de 14 de janeiro de 2014, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras, o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário, o Bank of New York Mellon, Filial de Londres, na qualidade de principal agente pagador, e o Bank of New York Mellon (Luxemburgo) S.A., na qualidade de agente pagador em Luxemburgo, relacionado a 2,750% dos Títulos Globais com vencimento em 2018 (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.2 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 14 de janeiro de 2014 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.56 Décima Primeira Escritura Suplementar, com data de 14 de janeiro de 2014, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras, o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário, o Bank of New York Mellon, Filial de Londres, na qualidade de principal agente pagador, e o Bank of New York Mellon (Luxemburgo) S.A., na qualidade de agente pagador em Luxemburgo, relacionado a 3,750% dos Títulos Globais com vencimento em 2021 (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.5 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 14 de janeiro de 2014 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.57 Décima Segunda Escritura Suplementar, com data de 14 de janeiro de 2014, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras, o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário, o Bank of New York Mellon, Filial de Londres, na qualidade de principal agente pagador, e o Bank of New York Mellon (Luxemburgo) S.A., na qualidade de agente pagador em Luxemburgo, relacionado a 4,750% dos Títulos Globais com vencimento em 2025 (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.8 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 14 de janeiro de 2014 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.58 Décima Terceira Escritura Suplementar, com data de 14 de janeiro de 2014, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras, o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário, o Bank of New York Mellon, Filial de Londres, na qualidade de principal agente pagador, e o Bank of New York Mellon (Luxemburgo) S.A., na qualidade de agente pagador em Luxemburgo, relacionado a 6,625% dos Títulos Globais com vencimento em 2034 (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.11 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores

Mobiliários) em 14 de janeiro de 2014 (Nr. de Protocolo 001-15106)).

- 2.59 Garantia para 2,750% dos Títulos Globais com vencimento em 2018, com data de 14 de janeiro de 2014, entre Petrobras e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.1 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 14 de janeiro de 2014 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.60 Garantia para 3,750% dos Títulos Globais com vencimento em 2021, com data de 14 de janeiro de 2014, entre Petrobras e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.4 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 14 de janeiro de 2014 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.61 Garantia para 4.750% dos Títulos Globais com vencimento em 2025, com data de 14 de janeiro de 2014, entre Petrobras e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.7 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 14 de janeiro de 2014 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.62 Garantia para 6,625% dos Títulos Globais com vencimento em 2034, com data de 14 de janeiro de 2014, entre Petrobras e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.10 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 14 de janeiro de 2014 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.63 Décima Quarta Escritura Suplementar, com data de 17 de março de 2014, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário, relacionado a 3,250% dos Títulos Globais com vencimento em 2017 (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.2 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 17 de março de 2014 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.64 Décima Quinta Escritura Suplementar, com data de 17 de março de 2014, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário, relacionado a 4,875% dos Títulos Globais com vencimento em 2020 (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.5 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 17 de março de 2014 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.65 Décima Sexta Escritura Suplementar, com data de 17 de março de 2014, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário, relacionado a 6,250% dos Títulos Globais com vencimento em 2024 (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.8 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 17 de março de 2014 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.66 Décima Sétima Escritura Suplementar, com data de 17 de março de 2014, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário, relacionado a 7,250% dos Títulos Globais com vencimento em 2044 (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.11 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 17 de março de 2014 (Nr. de Protocolo 001-15106)).

- 2.67 Décima Oitava Escritura Suplementar, com data de 17 de março de 2014, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário, relacionada aos Títulos Globais de Renda Variável com vencimento em 2017 (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.14 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 17 de março de 2014 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.68 Décima Nona Escritura Suplementar, com data de 17 de março de 2014, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário, relacionada aos Títulos Globais de Renda Variável com vencimento em 2020 (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.17 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 17 de março de 2014 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.69 Garantia para 3,250% dos Títulos Globais com vencimento em 2017, com data de 17 de março de 2014, entre Petrobras e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.1 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 17 de março de 2014 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.70 Garantia para 4,875% dos Títulos Globais com vencimento em 2020, com data de 17 de março de 2014, entre Petrobras e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.4 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 17 de março de 2014 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.71 Garantia para 6,250% dos Títulos Globais com vencimento em 2024, com data de 17 de março de 2014, entre Petrobras e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.7 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 17 de março de 2014 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.72 Garantia para 7,250% dos Títulos Globais com vencimento em 2044, com data de 17 de março de 2014, entre Petrobras e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.10 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 17 de março de 2014 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.73 Garantia para Títulos Globais de Renda Variável com vencimento em 2017, com data de 17 de março de 2014, entre Petrobras e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.13 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 17 de março de 2014 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.74 Garantia para Títulos Globais de Renda Variável com vencimento em 2020, com data de 17 de março de 2014, entre Petrobras e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.16 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 17 de março de 2014 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.75 Sétima Escritura Suplementar, com data de 28 de dezembro de 2014, entre Petrobras International Finance Company S.A., Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.1 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à

Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 15 de janeiro de 2015 (Nr. de Protocolo 001-15106)).

- 2.76 Décima Quarta Escritura Suplementar, com data de 28 de dezembro de 2014, entre Petrobras International Finance Company S.A., Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.2 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 15 de janeiro de 2015 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.77 Primeira Alteração das Garantias, com data de 28 de dezembro de 2014, entre Petrobras e o Bank of New York Mellon, na qualidade de Depositário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.3 ao Formulário 6-K da Petrobras, entregue à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 15 de janeiro de 2015 (Nr. de Protocolo 001-15106)).
- 2.78 Contrato de Cessão Onerosa, com data de 3 de setembro de 2010, entre Petrobras, o Governo Federal Brasileiro e a ANP (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 2.47 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e Petrobras International Finance Company, protocolado junto à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 26 de maio de 2011 (Nrs. de Protocolo 001-15106 e 001-33121)).
- 2.79 Contrato de Partilha de Produção, com data de 2 de dezembro de 2013, entre 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 do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras, protocolado junto à Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 30 de abril de 2014 (Nr. de Protocolo 001-15106)).

A quantidade de títulos de dívida de longo prazo de da Petrobras autorizada nos termos de qualquer instrumento não excede 10% dos seus ativos totais numa base consolidada. Petrobras se compromete a fornecer à SEC, a seu pedido, uma cópia de qualquer instrumento definindo os direitos de detentores de sua dívida de longo prazo ou de suas subsidiárias para os quais as demonstrações financeiras consolidadas ou não consolidadas precisam ser protocoladas.

- 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 Petroliferos 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 DeGolyer e MacNaughton.

ASSINATURAS

De acordo com as exigências de Seção 12 da Lei de Mercado de Capitais de 1934, os requerentes certificam por meio deste que estão aptos a atender a todas as exigências do Formulário 20-F, e fizeram com que este relatório anual fosse devidamente assinado pelos abaixo assinados, estando devidamente autorizado, na cidade do Rio de Janeiro, em 15 de maio de 2015.

Petróleo Brasileiro S.A.—PETROBRAS

Por: /s/ Aldemir Bendine
Nome: Aldemir Bendine
Cargo: Presidente

Por: /s/ Ivan de Souza Monteiro
Nome: Ivan de Souza Monteiro
Cargo: Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Demonstrações financeiras consolidadas
em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012 com o
parecer dos auditores independentes
(Tradução livre do original em inglês)

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Índice

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

Parecer dos Auditores Independentes	F-3
Balanco Patrimonial Consolidado	F-5
Demonstração do Resultado Consolidado	F-6
Demonstração de Resultados Abrangentes Consolidados	F-7
Demonstração do Fluxo de Caixa Consolidado.....	F-8
Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido Consolidadas	F-9
Notas explicativas	F-10
1. A Companhia e suas operações	F-10
2. Base de apresentação.....	F-10
3. “Operação Lava Jato” e seus reflexos na Companhia.....	F-11
4. Sumário das principais práticas contábeis.....	F-20
5. Estimativas e julgamentos relevantes.....	F-30
6. Novas normas e interpretações.....	F-36
7. Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários	F-38
8. Contas a receber	F-39
9. Estoques.....	F-41
10. Vendas e incorporações de ativos.....	F-41
11. Investimentos	F-44
12. Imobilizado	F-48
13. Intangível	F-51
14. Redução ao valor recuperável dos ativos (<i>Impairment</i>)	F-53
15. Atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás	F-57
16. Fornecedores.....	F-59
17. Financiamentos	F-59
18. Arrendamentos mercantis	F-62
19. Partes relacionadas.....	F-63
20. Provisões para desmantelamento de áreas	F-64
21. Tributos.....	F-65
22. Benefícios concedidos a empregados	F-68
23. Patrimônio líquido	F-76
24. Receita de vendas	F-78
25. Outras despesas líquidas	F-79
26. Despesas por natureza.....	F-79
27. Resultado financeiro líquido.....	F-80
28. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa	F-80
29. Informações por segmento.....	F-81
30. Processos judiciais e contingências	F-86
31. Compromisso de compra de gás natural	F-91
32. Garantias aos contratos de concessão para exploração de petróleo.....	F-91
33. Gerenciamento de riscos.....	F-91
34. Valor justo dos ativos e passivos financeiros	F-97
35. Eventos subsequentes	F-98
36. Informações sobre títulos garantidos emitidos pelas subsidiárias.....	F-99
Informação Complementar sobre a Exploração e Produção de Petróleo e Gás (não auditada).....	F-100

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 2014 e 2013, e o resultado de suas operações e os seus fluxos de caixa para cada um dos três anos no período findo em 31 de dezembro de 2014, de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)*. Adicionalmente, em nossa opinião, a Companhia não manteve, em todos os aspectos relevantes, controles internos efetivos sobre os relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2014, de acordo com os critérios definidos no *Internal Controls – Integrated Framework (2013)*, emitido pelo *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO)*, já que as seguintes fraquezas materiais nos controles internos sobre os relatórios financeiros existiam naquela data:

- inadequado *tone of the top* com relação aos controles internos, falha na divulgação dos valores éticos incluídos no Código de Conduta da Companhia e ausência de um programa de denúncias eficiente;
- falha na identificação da necessidade de baixar adiantamentos para empreiteiras e fornecedores que não irão resultar em benefícios econômicos futuros e falha na identificação da necessidade de reconhecer despesas relacionadas ao encerramento desses contratos;
- deficiências relacionadas ao monitoramento da necessidade de reclassificar certos itens do imobilizado de ativos em construção para imobilizado concluído;
- falha no reconhecimento das perdas por *impairment* em cinco projetos de Exploração e Produção que estavam em sua fase inicial de planejamento, para os quais não havia fluxos de caixa futuros estimados;
- falha no monitoramento tempestivo das possíveis alterações nos parâmetros de controles do ambiente de sistemas de gestão empresarial (ERP), os quais são utilizados para dar suporte aos controles internos relacionados à revisão e aprovação dos lançamentos manuais no livro diário; e deficiências no desenho dos controles internos sobre a revisão e aprovação dos lançamentos manuais no livro diário; e
- deficiências em operações de controle relacionadas aos procedimentos de concessão de acesso e análises de segregação de funções relacionados aos processos de negócios.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Uma fraqueza material é uma deficiência, ou um conjunto de deficiências, nos controles internos sobre os relatórios financeiros, que representa uma possibilidade razoável de que uma distorção relevante nas demonstrações contábeis anuais ou intermediárias não seja prevenida ou detectada de maneira tempestiva. As fraquezas materiais mencionadas acima são descritas no “Relatório da Administração sobre os Controles Internos” apresentado no Item 15. Consideramos essas fraquezas materiais ao determinar a natureza, ocasião e extensão dos testes de auditoria aplicados no exame das demonstrações contábeis consolidadas de 2014, e a nossa opinião sobre a efetividade dos controles internos da Companhia sobre os relatórios financeiros não afeta a nossa opinião sobre essas demonstrações contábeis consolidadas. A administração da Companhia é responsável por essas demonstrações contábeis, por manter controles internos efetivos sobre os relatórios financeiros e pela avaliação da efetividade dos controles internos sobre os relatórios financeiros incluídos no relatório da administração acima referido. Nossa responsabilidade é a de expressar opiniões sobre essas demonstrações contábeis e sobre os controles internos da Companhia sobre os relatórios financeiros com base em nossas auditorias integradas. Conduzimos nossas auditorias de acordo com as normas do *Public Company Accounting Oversight Board (United States)*. Essas normas requerem que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis estão livres de distorção relevante e de que controles internos efetivos foram mantidos, em todos os aspectos relevantes, sobre os relatórios financeiros. As nossas auditorias das demonstrações contábeis incluíram a constatação, com base em testes, das evidências que dão suporte aos valores e às informações contábeis divulgados, a avaliação dos princípios contábeis e estimativas significativas adotados pela administração da Companhia, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto. O nosso exame dos controles internos sobre os relatórios financeiros incluiu a obtenção de entendimento dos controles internos sobre os relatórios financeiros, avaliação do risco de existência de uma fraqueza material e a realização de teste e avaliação do desenho e da efetividade operacional dos controles internos com base nos riscos avaliados. Os nossos exames também incluíram a realização de outros procedimentos considerados necessários nas circunstâncias. Acreditamos que nossas auditorias fornecem uma base razoável para as nossas opiniões.

Conforme mencionado na Nota 3 às demonstrações contábeis, a Companhia baixou US\$ 2.527 milhões de pagamentos a maior na aquisição de ativos imobilizados, capitalizados de forma incorreta, de acordo com depoimentos obtidos em investigações criminais brasileiras.

Os controles internos sobre relatórios financeiros de uma companhia representam um processo que visa oferecer segurança razoável com relação à confiabilidade dos relatórios financeiros e da preparação das demonstrações contábeis para fins externos de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos. Os controles internos sobre relatórios financeiros de uma companhia incluem políticas e procedimentos que: (i) dizem respeito à manutenção de registros que refletem precisa e adequadamente, com detalhamento razoável, as transações e alienações dos ativos da companhia; (ii) fornecem segurança razoável de que as transações são registradas conforme necessário para permitir a elaboração das demonstrações contábeis de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos, e que os recebimentos e os gastos da companhia são realizados somente de acordo com as autorizações da administração e dos diretores da companhia; e (iii) fornecem segurança razoável com relação à prevenção ou detecção, em tempo hábil, de aquisição, utilização ou alienação, não autorizadas, dos ativos da companhia, que poderiam afetar de forma significativa as demonstrações contábeis.

Devido às suas limitações inerentes, é possível que os controles internos sobre os relatórios financeiros não sejam capazes de prevenir ou detectar distorções. Além disso, as projeções de qualquer avaliação de efetividade para períodos futuros estão sujeitas ao risco de que os controles possam se tornar inadequados em razão de alterações nas condições ou de que o grau de conformidade com as políticas ou os procedimentos possa se deteriorar.

Rio de Janeiro, 15 de maio de 2015.

/s/
PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Balanço Patrimonial Consolidado

31 de dezembro de 2014 e 2013 (em milhões de dólares norte-americanos)

Ativo	Nota	31.12.2014	31.12.2013	Passivo	Nota	31.12.2014	31.12.2013
Circulante				Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	7	16.655	15.868	Fornecedores	16	9.760	11.919
Títulos e valores mobiliários	7	9.323	3.885	Financiamentos	17	11.868	8.001
Contas a receber, liquidas	8	7.969	9.670	Arrendamentos mercantis financeiros	18	16	16
Estoques	9	11.466	14.225	Impostos a pagar	21.1	247	281
Impostos e contribuições a receber	21.1	1.063	1.060	Outros impostos a pagar	21.1	4.064	4.669
Outros impostos a receber	21.1	2.748	3.911	Dividendos propostos	23.5	–	3.970
Adiantamento a fornecedores		423	683	Salários, férias, encargos e participações		2.066	2.052
Outros ativos circulantes		1.180	946	Plano de pensão e saúde	22	796	816
		<u>50.827</u>	<u>50.248</u>	Outros		<u>2.301</u>	<u>2.429</u>
						<u>31.118</u>	<u>34.153</u>
Ativos classificados como mantidos para venda	10.2	5	2.407	Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda	10.2	–	1.073
		<u>50.832</u>	<u>52.655</u>			<u>31.118</u>	<u>35.226</u>
Não circulante				Não circulante			
Realizável a longo prazo				Financiamentos	17	120.218	106.235
Contas a receber, liquidas	8	5.437	4.532	Arrendamentos mercantis financeiros	18	56	73
Títulos e valores mobiliários	7	109	131	Imposto de renda e contribuição social diferidos	21.2	3.031	9.906
Depósitos judiciais	30.1	2.682	2.504	Planos de pensão e saúde	22	16.491	11.757
Imposto de renda e contribuição social diferidos	21.2	1.006	1.130	Provisão para processos judiciais	30.1	1.540	1.246
Outros impostos ativos	21.1	4.008	5.380	Provisão para desmantelamento de áreas	20	8.267	7.133
Adiantamento a fornecedores		2.409	3.230	Outros		<u>988</u>	<u>724</u>
Outros		<u>3.212</u>	<u>1.875</u>			<u>150.591</u>	<u>137.074</u>
		<u>18.863</u>	<u>18.782</u>	Total do passivo		<u>181.709</u>	<u>172.300</u>
Investimentos	11	5.753	6.666	Patrimônio líquido	23.1		
Imobilizado	12	218.730	227.901	Capital social (líquido de custos de emissão de ações)		107.101	107.092
Intangível	13	4.509	15.419	Mudança na participação em subsidiárias		148	674
		<u>247.855</u>	<u>268.768</u>	Reservas de lucro		66.423	73.795
				Outro prejuízo abrangente acumulado		<u>(57.400)</u>	<u>(33.034)</u>
Total do ativo		<u>298.687</u>	<u>321.423</u>	Atribuível aos acionistas da Petrobras		<u>116.272</u>	<u>148.527</u>
				Acionistas não controladores		<u>706</u>	<u>596</u>
				Passivo total		<u>116.978</u>	<u>149.123</u>
				Total do passivo e patrimônio líquido		<u>298.687</u>	<u>321.423</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Demonstração do Resultado Consolidado

31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012 (Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

	Nota	2014	2013	2012
Receita de vendas	24	143.657	141.462	144.103
Custo dos produtos e serviços vendidos		(109.477)	(108.834)	(108.276)
Lucro bruto		<u>34.180</u>	<u>32.628</u>	<u>35.827</u>
Receitas (despesas)				
Despesas de vendas		(6.827)	(4.904)	(4.927)
Despesas gerais e administrativas		(4.756)	(4.982)	(5.034)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	15	(3.058)	(2.959)	(3.994)
Custos com pesquisa e desenvolvimento		(1.099)	(1.132)	(1.143)
Outros impostos		(760)	(780)	(386)
Redução do valor recuperável dos ativos	14	(16.823)	(544)	(137)
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	3	(2.527)	-	-
Outras despesas, líquidas	25	(5.293)	(1.113)	(3.306)
		<u>(41.143)</u>	<u>(16.414)</u>	<u>(18.927)</u>
Lucro (prejuízo) líquido antes do resultado financeiro, participações e impostos		<u>(6.963)</u>	<u>16.214</u>	<u>16.900</u>
Receitas financeiras		1.949	1.815	3.659
Despesas financeiras		(3.923)	(2.673)	(2.016)
Variações monetárias e cambiais líquidas		339	(1.933)	(3.569)
Receita (despesa) financeira líquida	27	(1.635)	(2.791)	(1.926)
Resultado de participações em investimentos	11.2	218	507	43
Participação nos lucros ou resultados	22.7	(444)	(520)	(524)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos		<u>(8.824)</u>	<u>13.410</u>	<u>14.493</u>
Imposto de renda e contribuição social	21.3	1.321	(2.578)	(3.562)
Lucro (prejuízo) líquido		<u>(7.503)</u>	<u>10.832</u>	<u>10.931</u>
Lucro (prejuízo) líquido atribuível aos:				
Acionistas da Petrobras		(7.367)	11.094	11.034
Acionistas não controladores		(136)	(262)	(103)
		<u>(7.503)</u>	<u>10.832</u>	<u>10.931</u>
Lucro (prejuízo) básico e diluído pela média ponderada de ações ordinárias e preferencias – em dólares norte-americanos	23.6	(0,56)	0,85	0,85

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Demonstração de Resultados Abrangentes Consolidados

31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012 (Em milhões de dólares norte-americanos)

	2014	2013	2012
Lucro (prejuízo) líquido	(7.503)	10.832	10.931
Itens que não serão reclassificados para o resultado:			
Ganhos (perdas) atuariais com planos de pensão de benefício definido	(5.947)	7.248	(4.693)
Imposto diferido	1.157	(2.153)	1.533
Ajustes cumulativos de conversão	(15.606)	(20.397)	(14.049)
	(20.396)	(15.302)	(17.209)
Itens que poderão ser reclassificados para resultado:			
Ganhos (perdas) não realizados sobre títulos e valores mobiliários disponíveis para venda			
Reconhecidos no patrimônio líquido	-	1	498
Transferidos para o resultado	-	(44)	(714)
Imposto de renda diferido	-	15	72
	-	(28)	(144)
Ganhos (perdas) não realizados sobre o hedge de fluxo de caixa – exportações futuras altamente prováveis			
Reconhecidos no patrimônio líquido	(6.443)	(6.226)	-
Transferidos para o resultado	702	303	-
Imposto de renda diferido	1.953	2.012	-
	(3.788)	(3.911)	-
Ganhos (perdas) não realizados sobre hedge de fluxo de caixa – outros			
Reconhecidos no patrimônio líquido	6	9	(3)
Transferidos para o resultado	1	9	7
Imposto de renda diferido	-	-	1
	7	18	5
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em investidas	(263)	(265)	-
Outros lucros (prejuízos) abrangentes, total:	(24.440)	(19.488)	(17.348)
Lucro (prejuízo) abrangente total	(31.943)	(8.656)	(6.417)
Lucro (prejuízo) abrangente atribuível aos:			
Acionistas da Petrobras	(31.729)	(8.263)	(6.136)
Acionistas não controladores	(214)	(393)	(281)
Lucro (prejuízo) abrangente total	(31.943)	(8.656)	(6.417)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Demonstração do Fluxo de Caixa Consolidado

31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012 (Em milhões de dólares norte-americanos)

	2014	2013	2012
Fluxos de caixa de atividades operacionais			
Lucro (prejuízo) líquido atribuível aos acionistas da Petrobras	(7.367)	11.094	11.034
Ajustes para:			
Resultado dos acionistas não controladores	(136)	(262)	(103)
Resultado de participações em investimentos	(218)	(507)	(43)
Depreciação, exaustão e amortização	13.023	13.188	11.119
Perda do valor recuperável dos ativos (<i>Impairment</i>)	16.823	544	137
Baixa de estoques para o valor a realizar líquido	1.015	580	742
Gastos com exploração baixados	2.178	1.892	2.847
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	2.527	–	–
Provisão para <i>impairment</i> recebíveis	2.378	73	39
Resultado com alienações de ativos/baixa de ativos não circulantes, áreas devolvidas e projetos cancelados	481	(1.745)	2
Variações cambiais, monetárias e encargos financeiros	3.571	3.167	4.308
Imposto de renda e contribuição social diferidos, líquidos	(3.045)	402	1.266
Planos de pensão e saúde (despesa atuarial)	2.022	2.566	2.091
Redução (aumento) de ativos			
Contas a receber, líquido	(2.507)	(1.142)	(1.522)
Estoques	570	(2.128)	(1.864)
Outros ativos	(2.803)	(303)	(2.028)
Aumento (redução) de passivos			
Fornecedores	(1.211)	1.108	1.039
Impostos, taxas e contribuições	(1.245)	(1.517)	(151)
Planos de pensão e de saúde	(834)	(796)	(735)
Outros passivos	1.410	75	(290)
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais	26.632	26.289	27.888
Fluxos de caixa de atividades de investimento			
Investimentos	(34.808)	(45.110)	(40.802)
Investimentos em investidas	(329)	(199)	(146)
Recebimento pela venda de ativos (desinvestimento)	3.744	3.820	276
Resgate (investimento) em títulos e valores mobiliários	(5.469)	5.718	2.051
Dividendos recebidos	387	146	241
Caixa líquido (usado em) atividades de investimento	(36.475)	(35.625)	(38.379)
Fluxos de caixa das atividades de financiamento			
Aquisição de participação de acionistas não controladores	(98)	(70)	255
Financiamentos e empréstimos, líquido:			
Rendimentos obtidos com o financiamento de longo prazo	31.050	39.542	25.205
Pagamento do principal	(10.031)	(18.455)	(11.347)
Pagamento de juros	(5.995)	(5.066)	(4.772)
Dividendos pagos	(3.918)	(2.656)	(3.272)
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	11.008	13.295	6.069
Efeito da variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	(378)	(1.611)	(1.115)
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa, líquido	787	2.348	(5.537)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	15.868	13.520	19.057
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	16.655	15.868	13.520

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido Consolidadas

31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012 (Em milhões de dólares norte-americanos)

	Capital social (líquido de custos de emissão de ações)			Outros resultados abrangentes acumulados					Reservas de Lucros					Patrimônio líquido atribuível aos acionistas da Petrobras	Acionistas não controladores	Total do patrimônio líquido consolidado
	Capital social	Custos de emissão de ações	Alteração na participação em subsidiárias	Ajuste acumulado de conversão	Hedge de fluxo de caixa - exportações futuras altamente prováveis	Ganhos (perdas) atuariais sobre planos de pensão, benefício definido	Outros resultados abrangentes	Legal	Estatutária	Incentivos fiscais	Retenção de lucros	Lucros acumulados				
Saldo em 31 de dezembro de 2011	107.355	(279)	595	7.697	-	(4.440)	246	6.812	1.108	727	51.577	(82)	171.316	1.272	172.588	
Aumento de capital com reservas	7									(7)						
Realização de custo atribuído							(5)					5				
Mudança na participação em controladas			33										33	270	303	
Lucro líquido											11.034		11.034	(103)	10.931	
Outros resultados abrangentes				(13.871)		(3.160)	(139)						(17.170)	(178)	(17.348)	
Destinações:																
Apropriação de lucro líquido								552	537	9	5.442	(6.540)				
Dividendos												(4.499)	(4.499)	(109)	(4.608)	
	107.362	(279)	628	(6.174)	-	(7.600)	102	7.364	1.645	729	57.019	(82)	160.714	1.152	161.866	
Saldo em 31 d dezembro de 2012		107.083	628				(13.672)						66.675	160.714	1.152	161.866
Aumento de capital com reservas	9									(9)						
Realização de custo atribuído							(5)						5			
Mudança de participação em controladas			46										46	(102)	(56)	
Lucro (prejuízo) líquido											11.094		11.094	(262)	10.832	
Outros resultados abrangentes				(20.266)	(3.911)	5.095	(275)						(19.357)	(131)	(19.488)	
Destinações:																
Apropriação do lucro líquido								555	537	9	5.946	(7.047)				
Dividendos												(3.970)	(3.970)	(61)	(4.031)	
	107.371	(279)	674	(26.440)	(3.911)	(2.505)	(178)	7.919	2.182	729	62.965	-	148.527	596	149.123	
Saldo em 31 de dezembro de 2013		107.092	674				(33.034)						73.795	148.527	596	149.123
Aumento de capital com reservas	9									(9)						
Realização de custo atribuído							(4)						4			
Mudança de participação em controladas			(526)										(526)	393	(133)	
Lucro (prejuízo) líquido											(7.367)		(7.367)	(136)	(7.503)	
Outros resultados abrangentes				(15.528)	(3.788)	(4.790)	(256)						(24.362)	(78)	(24.440)	
Destinações:																
Transferência de reservas										(7.363)	7.363					
Dividendos														(69)	(69)	
	107.380	(279)	148	(41.968)	(7.699)	(7.295)	(438)	7.919	2.182	720	55.602	-	116.272	706	116.978	
Saldo em 31 de dezembro de 2014		107.101	148				(57.400)						66.423	116.272	706	116.978

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao 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.

2. Base de apresentação

2.1. Declaração de conformidade e autorização das demonstrações financeiras

As demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas e estão sendo apresentadas de acordo com os padrões internacionais de demonstrações contábeis (IFRS) emitidos pelo *International Accounting Standards Board* (IASB). As informações estão apresentadas em dólares norte-americanos.

As demonstrações financeiras foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto para os ativos financeiros disponíveis para venda, ativos e passivos financeiros mensurados ao valor justo e determinadas classes de ativos e passivos circulantes e não circulantes, conforme estabelecido no sumário das políticas contábeis significativas.

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 22 de abril de 2015, autorizou a divulgação destas demonstrações contábeis consolidadas.

2.2. Moeda funcional e de apresentação

A moeda funcional da Petrobras e de suas controladas no Brasil é o real. A moeda funcional da maior parte das controladas da Petrobras que atuam fora do Brasil é o dólar norte-americano. A Petrobras Argentina S.A. tem o peso argentino como moeda funcional.

A Petrobras selecionou o dólar norte-americano como sua moeda de apresentação. As demonstrações financeiras foram convertidas da moeda funcional (Real) para a moeda de apresentação (dólar norte-americano) de acordo com o IAS 21 – “Os efeitos das mudanças nas taxas de câmbio”. Todos os ativos e passivos são convertidos em dólares norte-americanos na taxa de câmbio de fechamento na data em que as demonstrações financeiras foram elaboradas; as receitas e despesas, assim como os fluxos de caixa são convertidos em dólares norte-americanos utilizando as taxas de câmbio médias vigentes durante o exercício. Os itens do patrimônio são convertidos utilizando as taxas de câmbio vigentes nas datas das transações. Todas as diferenças cambiais decorrentes da conversão das demonstrações financeiras consolidadas da moeda funcional para a moeda de apresentação são reconhecidas como ajustes cumulativos de conversão (ACC) em outro lucro (prejuízo) abrangente acumulado nas demonstrações consolidadas de mutações do patrimônio líquido.

Real x dólar norte americano	Mar 2014	Jun 2014	Set 2014	Dez 2014	Mar 2013	Jun 2013	Set 2013	Dez 2013
Taxa de câmbio média trimestral	2,36	2,23	2,28	2,55	2,00	2,07	2,29	2,28
Taxa de câmbio no final do período	2,26	2,20	2,45	2,66	2,01	2,22	2,23	2,34

A taxa de câmbio Real x Dólar norte-americano em 15 de abril 2015 foi de R\$ 3,07/dólar.

3. “Operação Lava Jato” e seus reflexos na Companhia

A Companhia reconheceu no terceiro trimestre de 2014 uma baixa no montante de US\$ 2.527 de gastos capitalizados, referente a valores que a Petrobras pagou adicionalmente na aquisição de ativos imobilizados em períodos anteriores.

De acordo com depoimentos obtidos no âmbito de investigações criminais conduzidas pelas autoridades brasileiras, que se tornaram públicos a partir de outubro de 2014, altos executivos da Petrobras entraram em conluio com empreiteiras, fornecedores e outros envolvidos para estabelecer um *cartel* que, entre 2004 e abril de 2012, sistematicamente impôs gastos adicionais nas compras de ativos imobilizados pela Companhia. Dois ex-diretores da Companhia e um ex-gerente executivo, que não trabalham para a Petrobras desde abril de 2012, estavam envolvidos nesse *esquema de pagamentos indevidos* e serão tratados a seguir como “ex-empregados da Petrobras”. Os valores pagos adicionalmente pela Companhia foram utilizados pelas empreiteiras, fornecedores e intermediários agindo em nome dessas empresas para financiar pagamentos indevidos a partidos políticos, políticos eleitos ou outros agentes políticos, empregados de empreiteiras e fornecedores, os ex-empregados da Petrobras e outros envolvidos no *esquema de pagamentos indevidos*. A Companhia não realizou qualquer pagamento indevido, os quais foram realizados pelas empreiteiras e fornecedores e por intermediários atuando em nome das empreiteiras e fornecedores.

A Petrobras acredita que, de acordo com o IAS 16, os valores que foram pagos a mais em decorrência do referido *esquema de pagamentos indevidos* não deveriam ter sido incluídos no custo histórico do seu ativo imobilizado. Contudo, a Companhia não consegue identificar especificamente os valores de cada pagamento realizado no escopo dos contratos com as empreiteiras e fornecedores que possuem gastos adicionais ou os períodos em que tais pagamentos adicionais ocorreram. Como resultado, a Petrobras desenvolveu uma metodologia para estimar o valor total de gastos adicionais incorridos em decorrência do referido *esquema de pagamentos indevidos* para determinar o valor das baixas a serem realizadas, representando em quanto seus ativos estão superavaliados como resultado de gastos adicionais cobrados por fornecedores e empreiteiras e utilizados por eles para realizar pagamentos indevidos. As circunstâncias e a metodologia utilizada estão descritas a seguir.

Histórico

Em 2009, a Polícia Federal brasileira iniciou uma investigação denominada “Operação Lava Jato”, visando apurar práticas de lavagem de dinheiro por organizações criminosas em diversos estados brasileiros. A “Operação Lava Jato” é uma investigação extremamente ampla com relação a diversas práticas criminosas e vem sendo realizada através de várias frentes de trabalho, cujo escopo envolve crimes cometidos por agentes atuando em várias partes do país e diferentes setores da economia.

Ao longo de 2014, o Ministério Público Federal concentrou parte de suas investigações em irregularidades envolvendo empreiteiras e fornecedores da Petrobras e descobriu um amplo *esquema de pagamentos indevidos*, que envolvia um grande número de participantes, incluindo ex-empregados da Petrobras. Baseado nas informações disponíveis à Companhia, o referido esquema envolvia um conjunto de 27 empresas que, entre 2004 e abril de 2012, se organizaram em *cartel* para obter contratos com a Petrobras, impondo gastos adicionais nestes contratos e utilizando estes valores adicionais para financiar pagamentos indevidos a partidos políticos, políticos eleitos ou outros agentes políticos, empregados de empreiteiras e fornecedores, ex-empregados da Petrobras e outros envolvidos no *esquema de pagamentos indevidos*. Este esquema será tratado como “*esquema de pagamentos indevidos*” e as referidas empresas como “*membros do cartel*”.

Além do *esquema de pagamentos indevidos* descrito acima, as investigações evidenciaram casos específicos em que outras empresas também cobraram gastos adicionais e supostamente utilizaram esses valores para financiar pagamentos a determinados ex-empregados da Petrobras, incluindo um ex-diretor da área Internacional. Essas

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

empresas não são *membros do cartel* e atuavam de forma individualizada. Esses casos específicos serão chamados de *pagamentos não relacionados ao cartel*.

Em conexão com a investigação do *esquema de pagamentos indevidos*, em março de 2014, o ex-diretor de Abastecimento da Petrobras, Paulo Roberto Costa, foi preso e, posteriormente, denunciado por lavagem de dinheiro e corrupção passiva. Outros ex-executivos da Petrobras, incluindo Renato de Souza Duque (ex-diretor de serviços), Nestor Cerveró (ex-diretor da área internacional) e Pedro José Barusco Filho (ex-gerente executivo de serviços), bem como ex-executivos de empreiteiras e empresas fornecedoras de bens e serviços para a Petrobras foram ou poderão ser denunciados como resultado da investigação.

Quando a Companhia divulgou suas demonstrações contábeis anuais de 2013 em 27 de fevereiro de 2014, quando divulgou seu Formulário 20-F de 2013 em 30 de abril de 2014 e quando divulgou, em 8 de agosto de 2014, suas demonstrações contábeis intermediárias do período de seis meses findo em 30 de junho de 2014, não havia evidências disponíveis sobre as investigações da “Operação Lava Jato” que pudessem ter modificado as conclusões da Companhia com relação ao fato de que aquelas demonstrações representavam adequadamente sua situação patrimonial e a existência do *esquema de pagamentos indevidos* não havia sido tornada pública.

Fontes de informação disponíveis para a Companhia

Em 8 de outubro de 2014, Paulo Roberto Costa e Alberto Youssef, prestaram depoimento perante a 13ª Vara Federal Criminal de Curitiba, descrevendo o *esquema de pagamentos indevidos*. Desde então, depoimentos de diversos participantes do *esquema de pagamentos indevidos* que firmaram acordos de colaboração premiada com as autoridades brasileiras foram tornados públicos. O entendimento da Companhia sobre o *esquema de pagamentos indevidos* e a metodologia adotada para mensuração do seu impacto são baseados nesses depoimentos, os quais incluem o depoimento completo de dois dos ex-empregados da Petrobras (Paulo Roberto Costa e Pedro José Barusco Filho), o depoimento completo de dois indivíduos que atuaram como intermediários no *esquema de pagamentos indevidos* (Alberto Youssef e Julio Gerin de Almeida Camargo), partes do depoimento de outro indivíduo que atuou como intermediário no *esquema de pagamentos indevidos* (Shinko Nakandakari) e o depoimento completo de um representante de uma das empreiteiras (Augusto Ribeiro de Mendonça Neto).

O Ministério Público Federal (de posse das informações completas da investigação) ajuizou ações de improbidade administrativa em 20 de fevereiro de 2015 contra cinco empresas do *cartel*, fundamentadas na existência do *esquema de pagamentos indevidos* e utilizando como base a mesma metodologia utilizada pela Companhia para mensurar os danos materiais atribuíveis ao *esquema de pagamentos indevidos*, como descrito abaixo.

Parte importante das informações referidas acima foi tornada pública após 28 de janeiro de 2015, quando a Companhia divulgou suas demonstrações contábeis intermediárias de 30 de setembro de 2014 não revisadas pelos auditores independentes. Estas informações detalharam e corroboraram as informações disponíveis anteriormente, com destaque para os acordos de colaboração premiada de Pedro José Barusco Filho, Paulo Roberto Costa, Alberto Youssef e Shinko Nakandakari.

As informações disponíveis para a Companhia são, de maneira geral, consistentes com relação à existência do *esquema de pagamentos indevidos*, às empresas envolvidas, aos ex-empregados da Petrobras envolvidos, ao período durante o qual o esquema operou, além dos valores máximos envolvidos no *esquema de pagamentos indevidos* em relação ao valor total dos contratos impactados pelo esquema.

A Petrobras acompanhará os resultados das investigações e a disponibilização de outras informações relativas ao *esquema de pagamentos indevidos* e, se porventura se tornar disponível informação que indique com suficiente precisão que as estimativas descritas acima deveriam ser ajustadas, a Companhia avaliará se o ajuste é material e, caso seja, o reconhecerá. Contudo, a Companhia não espera que informações adicionais a respeito das questões descritas acima oriundas de fontes internas estejam ou se tornem disponíveis.

Outras informações obtidas no curso das investigações da Lava Jato, incluindo uma parte do depoimento de Shinko Nakandakari não foram tornadas públicas. Contudo, a Companhia acredita que, no presente momento, o risco de surgirem novas informações que modifiquem de forma relevante os fatos já conhecidos ou que impactem de forma material os ajustes realizados é baixo. Essa convicção se baseia fortemente no fato que, uma vez que um volume significativo de informações se tornou público, não é provável que as autoridades brasileiras (que possuem todas as informações provenientes das investigações em mãos) mantivessem em sigilo informações contraditórias (sendo importante ressaltar que as autoridades utilizaram a mesma metodologia para mensurar os danos materiais atribuíveis ao *esquema de pagamentos indevidos* em processos cíveis e criminais já instaurados) e que há um significativo grau de consistência entre as afirmações feitas por pessoas envolvidas no esquema em diferentes posições e com diferentes motivações, incluindo dois dos ex-empregados da Petrobras, supostos intermediários do *esquema de pagamentos indevidos* e representantes de fornecedores e empreiteiras.

Em seguida, serão discutidas as respostas adotadas pela Companhia aos fatos descobertos no âmbito das investigações da “Operação Lava Jato”, além da descrição do *esquema de pagamentos indevidos*, da questão contábil resultante da descoberta do esquema e da solução adotada pela Companhia para contabilizar seus impactos.

3.1. Resposta da Companhia às questões descobertas nas investigações em curso

As investigações internas e externas ainda estão em andamento, porém a Companhia está tomando as medidas jurídicas necessárias perante as autoridades brasileiras para buscar ressarcimento pelos prejuízos sofridos, incluindo aqueles relacionados à sua reputação. À medida que as investigações da “Operação Lava Jato” resultem em acordos de leniência com os *membros do cartel* ou acordos de colaboração com indivíduos que concordem em devolver recursos, a Petrobras pode ter direito a receber uma parte de tais recursos.

As medidas incluirão também ações cíveis contra *membros do cartel*, nas quais a Petrobras pode ingressar como autora, e espera fazê-lo. Esses procedimentos cíveis normalmente resultam em três tipos de reparação: danos materiais, multas e danos morais. A Companhia teria direito aos danos materiais e, possivelmente, às multas cíveis. Os danos morais seriam geralmente alocados para um fundo federal, embora a Petrobras possa pleitear danos morais, uma vez que participe dos processos como autora da ação.

A Petrobras não tolera corrupção ou quaisquer práticas de negócio ilegais por parte de seus fornecedores ou o envolvimento de seus empregados em tais práticas e, dessa forma, vem realizando uma série de ações, tanto no intuito de aprofundar a apuração das irregularidades quanto de melhorar seu sistema de governança corporativa, descritas a seguir:

- A Companhia constituiu diversas Comissões Internas de Apuração (CIA) para averiguar ocorrências que possam ser caracterizadas como não conformidades relativas a normas, procedimentos ou regulamentos corporativos e forneceu as descobertas das comissões internas já concluídas às autoridades brasileiras.
- Em 24 e 25 de outubro de 2014 a Companhia contratou dois escritórios independentes de advocacia: o escritório americano, Gibson, Dunn & Crutcher LLP e o escritório brasileiro, Trench, Rossi e Watanabe Advogados para conduzir uma investigação interna independente.
- A Companhia tem cooperado totalmente com a Polícia Federal, o Ministério Público Federal, o Poder Judiciário e outras autoridades brasileiras, como o Tribunal de Contas da União – TCU e a Controladoria Geral da União – CGU.
- A Companhia constituiu comissões para analisar a aplicação de sanções contra os fornecedores e empreiteiras (CAASE) e impôs bloqueio cautelar das empresas *membros do cartel* (e entidades relacionadas a eles) nos depoimentos que foram tornados públicos.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

- A Companhia elaborou e adotou um conjunto de medidas para o aprimoramento da governança, controle e gestão de riscos, documentadas em Padrões e Atas da Diretoria e do Conselho de Administração que estipulam os procedimentos, métodos, competências e demais instruções para integrar tais medidas às práticas da Companhia.
- A Companhia instituiu o cargo de Diretor de Governança, Risco e Conformidade, com a missão de assegurar a conformidade processual e mitigar riscos em suas atividades, incluindo os de fraude e corrupção. O novo Diretor participa das decisões da Diretoria e as matérias a serem submetidas à deliberação da Diretoria deverão contar, necessariamente, com prévia manifestação favorável desse Diretor quanto à governança, gestão de riscos e conformidade dos procedimentos.
- Em 13 de janeiro de 2015, o Conselho de Administração aprovou para o cargo de Diretor de Governança, Risco e Conformidade, a indicação de João Adalberto Elek Junior, empossado em 19 de janeiro de 2015, para mandato de três anos, podendo ser renovado, e sua destituição somente pode ocorrer por deliberação do Conselho de Administração que conte com o voto de pelo menos um dos conselheiros eleitos pelos acionistas minoritários ou preferencialistas.
- Formação de um Comitê Especial para atuar de forma independente e servir como interlocutor entre o Conselho de Administração e os escritórios de advocacia conduzindo as investigações internas independentes. O Comitê Especial é presidido por Ellen Gracie Northfleet, Ministra aposentada do Supremo Tribunal Federal (presidente do Comitê), e composto por Andreas Pohlmann, Chief Compliance Officer da Siemens AG de 2007 a 2010 e pelo Diretor de Governança, Risco e Conformidade, João Adalberto Elek Junior.

3.2. Descrição do *esquema de pagamentos indevidos* e seus impactos nas demonstrações contábeis da Companhia

A seguir será discutida a necessidade de ajustar os valores de determinados ativos imobilizados em função dos impactos do *esquema de pagamentos indevidos*, bem como a impraticabilidade de identificar os valores de pagamentos indevidos, vincular os gastos adicionais cobrados pelas empreiteiras e fornecedores a pagamentos específicos no âmbito de cada contrato ou quantificar o valor exato dos gastos adicionais incorridos a ser corrigido. Também é discutida a metodologia adotada pela Companhia para baixar valores capitalizados que representam gastos adicionais incorridos na aquisição de ativos imobilizados. O item 5.8 apresenta uma análise de alternativas, consideradas como possíveis substitutas à mensuração dos valores exatos a serem ajustados, que foram rejeitadas pela Companhia.

3.2.1.O *esquema de pagamentos indevidos* e a necessidade de ajustar o valor contábil de determinados ativos imobilizados

De acordo com as informações disponíveis à Companhia descritas acima, no *esquema de pagamentos indevidos*, diversas empreiteiras e fornecedores se organizaram em conluio com ex-empregados da Petrobras para impor gastos adicionais no âmbito de contratos para a construção de ativos e fornecimento de bens e serviços à Companhia e utilizaram os valores pagos a mais pela Petrobras para fazer pagamentos indevidos a partidos políticos, políticos em exercício e outros agentes políticos, empregados de empreiteiras e fornecedores, além de ex-empregados da Petrobras.

Em particular, o ex-diretor de Abastecimento, o ex-diretor de Serviços e um ex-gerente executivo da área de Serviços estavam envolvidos no esquema. Todos eles ocupavam posições de liderança na Petrobras e, além de omitirem a existência do *cartel*, utilizaram sua influência para possibilitar os objetivos do *esquema de pagamentos indevidos*, principalmente garantindo que os *membros do cartel* participassem de licitações para a compra de bens e serviços pela Petrobras e, dessa forma, obtivessem contratos com a Companhia. Não há, no

entanto, informações que indiquem que eles controlassem ou direcionassem o uso dos pagamentos indevidos quando os recursos saíam da Petrobras.

Além disso, as investigações também identificaram outras ocorrências específicas em que empresas impuseram gastos adicionais à Petrobras na aquisição de ativos imobilizados. Estes valores também foram utilizados para financiar pagamentos indevidos a funcionários da Petrobras.

3.2.2. Impraticabilidade de quantificar o valor exato no qual os ativos estão superavaliados e os períodos a serem corrigidos

Identificar a data e o montante exatos dos gastos adicionais impostos por fornecedores e empreiteiras à Companhia é impraticável em função das limitações descritas a seguir:

As informações disponíveis para a Companhia, através dos depoimentos, identificam apenas as empresas envolvidas no *esquema de pagamentos indevidos* e o período de tempo em que o esquema funcionou, porém não especificam todos os contratos alvo dos atos ilícitos, os pagamentos específicos realizados no âmbito dos contratos e que incorporavam gastos adicionais, bem como os períodos em que os pagamentos que incorporaram gastos adicionais foram feitos.

A Petrobras não fez qualquer desses pagamentos indevidos. Como eles foram feitos por empreiteiras e fornecedores, os valores exatos que foram gastos adicionalmente pela Companhia e usados para financiar pagamentos indevidos não podem ser identificados. Informações que determinem o montante que foi cobrado adicionalmente da Petrobras pelos *membros do cartel* não se encontram nos registros contábeis da Companhia, que refletem integralmente os termos dos contratos assinados por ela junto a seus fornecedores. Estes contratos tiveram seus preços elevados em função da atuação em conluio dos *membros do cartel* e ex-empregados da Petrobras acima indicados. Como a Companhia não consegue identificar o montante de gastos adicionais incluídos em cada pagamento no âmbito dos contratos de fornecimento ou o período específico em que os gastos adicionais ocorreram, não é possível determinar o período em que o ativo imobilizado deveria ser ajustado.

Dois escritórios de advocacia estão conduzindo uma investigação interna independente, sob a direção do Comitê Especial mencionado acima, porém a investigação interna independente não deve apresentar informações quantitativas cuja natureza seja abrangente suficiente para embasar um ajuste nas demonstrações contábeis. Isso ocorre, pois as informações disponíveis aos investigadores são limitadas às informações internas da Petrobras e, dessa forma, não será possível identificar informações específicas sobre o montante que foi cobrado adicionalmente da Companhia. Como as supostas atividades de lavagem de dinheiro tinham o intuito de ocultar a origem dos recursos e o montante envolvido, não se espera a existência de registros específicos dessas atividades.

As investigações em curso pelas autoridades brasileiras têm como foco determinar a responsabilidade penal dos investigados e não de obter de forma detalhada o montante exato dos gastos adicionais que foram cobrados da Petrobras pelos *membros do cartel* ou os valores utilizados por essas empresas para fazer os pagamentos indevidos. Além disso, o processo de investigação e avaliação de todas as provas e alegações pode durar vários anos.

As autoridades brasileiras instauraram ações contra as empreiteiras e fornecedores e seus respectivos representantes nas quais buscam reparação por improbidade administrativa. Nessas ações, as autoridades aplicaram o percentual de 3% aplicado sobre o valor dos contratos com as empreiteiras e fornecedores para mensurar os danos materiais atribuíveis ao *esquema de pagamentos indevidos*, de forma consistente com a metodologia utilizada pela Companhia para contabilizar os impactos. No escopo dessas ações também não é esperado que se produza um detalhamento completo de todos os pagamentos indevidos, mesmo após o longo período de tempo que as investigações conduzidas pelas autoridades brasileiras podem levar. Adicionalmente, a

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

legislação brasileira não permite, de forma ampla, acesso a registros e documentos internos dos fornecedores em ações cíveis e, portanto, não é esperado que estas ações produzam novas informações com relação àquelas obtidas nas investigações e ações criminais.

Conforme descrito anteriormente, a despeito das limitações citadas, o conjunto de informações disponíveis para a Companhia é, de maneira geral, consistente com relação aos agentes e empresas envolvidos no esquema, o período durante o qual operou, além do percentual de gastos adicionais aplicado pelos fornecedores sobre o valor total dos contratos no escopo do esquema para financiar pagamentos indevidos.

3.2.3. Abordagem adotada para ajuste de ativos afetados pelos gastos adicionais

Devido à impraticabilidade de identificação dos períodos e montantes de gastos adicionais incorridos pela Companhia, a Petrobras utilizou todo o conjunto de informações disponíveis (descrito anteriormente) para quantificar o impacto do *esquema de pagamentos indevidos*.

Os valores pagos pela Petrobras no âmbito dos contratos junto aos fornecedores e empreiteiras envolvidos no esquema descrito anteriormente foram integralmente incluídos no custo histórico dos respectivos ativos imobilizados da Companhia. No entanto, a Administração entende que a parcela dos pagamentos que realizou a essas empresas que representa gastos adicionais incorridos em decorrência do *esquema de pagamentos indevidos* não deveria ter sido capitalizada.

Os depoimentos identificaram 27 *membros do cartel* (fornecedores e empreiteiras brasileiras que pertenceriam ao esquema) e diversos fornecedores e empreiteiras que teriam atuado de forma isolada, também cobrando valores adicionais da Companhia que eram utilizados para realizar pagamentos indevidos, porém fora do escopo do *cartel*.

Com relação ao período de atuação do *cartel*, os depoimentos esclarecem que o *esquema de pagamentos indevidos* teria ocorrido entre 2004 e abril de 2012. A Companhia também avaliou a possibilidade de o esquema ter impactado períodos anteriores a 2004. No entanto, além dos depoimentos não sugerirem que o esquema acontecesse antes de 2004, o impacto de eventuais valores adicionais cobrados na aquisição de bens e serviços anteriormente a 2004 não seria material, uma vez que a maior parte do saldo atual do ativo imobilizado da Companhia foi construída entre 2004 e 2014 (o saldo do ativo imobilizado era de US\$30.8 bilhões em 31 de dezembro de 2003) e que os ativos existentes em 2003 estão substancialmente depreciados em 2014.

Em suma, com base nas informações descritas anteriormente, a Companhia concluiu que a parcela dos gastos incorridos na construção de seus ativos imobilizados como resultado da atuação de empreiteiras e fornecedores no *cartel* para cobrar valores adicionais e utilizar esses valores para realizar pagamentos indevidos não deveria ter sido capitalizada. A fim de contabilizar o impacto dos referidos gastos adicionais, foi desenvolvida uma metodologia para estimar o ajuste que deveria ser feito no ativo imobilizado, que envolve os cinco passos descritos a seguir:

- (1) Identificação da contraparte do contrato: foram listadas todas as companhias citadas como *membros do cartel* nos depoimentos tornados públicos e com base nessa informação, foram levantadas as empresas envolvidas e as entidades a elas relacionadas.
- (2) Identificação do período: foi concluído, com base nos depoimentos, que o período de atuação do *esquema de pagamentos indevidos* foi de 2004 a abril de 2012.
- (3) Identificação dos contratos: foram identificados todos os contratos assinados com as contrapartes mencionadas no passo (1) durante o período do passo (2), incluindo também os aditivos aos contratos

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

originalmente assinados entre 2004 e abril de 2012. Em seguida, foram identificados os ativos imobilizados aos quais estes contratos se relacionam.

(4) Identificação dos pagamentos: foi calculado o valor total dos contratos referidos no passo (3).

(5) Aplicação de um percentual fixo sobre o valor total de contratos definido no passo (4): o percentual de 3%, indicado nos depoimentos, foi utilizado para estimar os gastos adicionais impostos sobre o montante total dos contratos identificados.

O cálculo considerou todos os valores registrados nos registros contábeis da Companhia entre 2004 e setembro de 2014, referentes aos contratos inicialmente firmados entre 2004 e abril de 2012, bem como quaisquer aditivos firmados entre as empresas do sistema Petrobras e os *membros do cartel* (individualmente ou em consórcio). Esse escopo amplo de contratos foi adotado para gerar a melhor estimativa dos gastos adicionais, mesmo não havendo evidência de que todos os contratos assinados com as empresas em questão tivessem sido alvo do *esquema de pagamentos indevidos*. A Companhia também identificou montantes verificados em seus registros contábeis, referentes aos contratos e projetos específicos com empresas que não eram *membros do cartel* para contabilizar os gastos adicionais impostos por essas empresas para financiar pagamentos indevidos, realizados por elas, não relacionados ao *esquema de pagamentos indevidos* ou ao *cartel*.

No caso específico de valores cobrados adicionalmente por empresas fora do escopo do *cartel*, a Companhia considerou como parte da baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente os valores específicos de pagamentos indevidos ou o percentual sobre o contrato citados nos depoimentos, pois também foram utilizados por essas empresas para financiar pagamentos indevidos.

A Companhia possui diversos projetos em construção cujo contrato original foi assinado entre 2004 e abril de 2012. A abordagem adotada para realizar os ajustes considera que os valores cobrados adicionalmente pelas empreiteiras e fornecedores foram aplicados sobre o valor total do contrato, ou seja, incluindo pagamentos que ainda serão incorridos em períodos futuros. Como é impraticável alocar os gastos adicionais impostos por essas empresas a períodos específicos no tempo, a parcela de gastos adicionais referentes a pagamentos que serão realizados no futuro pela Companhia já pode ter sido cobrada antecipadamente. Dessa forma, a baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente incorpora o valor total dos contratos assinados e não apenas os valores referentes a pagamentos já efetuados. Contudo, conforme mencionado anteriormente, com base nas informações disponíveis, a Companhia acredita que a atuação do *cartel* tenha sido interrompida após abril de 2012 e que, considerando os andamentos recentes das investigações criminais, os pagamentos indevidos relacionados ao *esquema de pagamentos indevidos* tenham sido interrompidos.

A Companhia considera ter adotado uma metodologia que produz a melhor estimativa de quanto seus ativos imobilizados estão superavaliados como resultado do *esquema de pagamentos indevidos*, uma vez que utilizou como base um valor limítrofe dentre as estimativas consideradas razoáveis. Em sua estimativa, a Companhia considerou que todos os contratos com as contrapartes identificadas foram impactados e o percentual de 3% representa os valores adicionais impostos pelas empreiteiras e fornecedores, utilizados por essas empresas para realizar pagamentos indevidos. As duas premissas são corroboradas pelos depoimentos, porém alguns depoimentos indicam percentuais inferiores com relação a certos contratos, períodos menores de atuação do *cartel* (2006 a 2011), bem como o envolvimento de um número menor de fornecedores e empreiteiras.

Além das baixas no ativo imobilizado, os impactos no resultado do período incluem a baixa de créditos fiscais existentes e uma provisão para os créditos já utilizados com relação aos ativos em questão, além da reversão de parte da depreciação dos referidos ativos, a partir de suas respectivas datas de entrada em operação.

Conforme indicado anteriormente, os depoimentos não fornecem informações suficientes para permitir que a Companhia determine o período específico no qual cada valor gasto adicionalmente foi incorrido. Dessa forma, a

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente foi reconhecida no resultado do terceiro trimestre de 2014, em função da impraticabilidade de se determinar os efeitos específicos em cada período no passado. A Companhia acredita que essa abordagem é a mais adequada no âmbito dos padrões internacionais de contabilidade (IFRS) para a correção do erro.

Além disso, a Companhia avaliou, através de duas hipóteses, a materialidade do impacto do *esquema de pagamentos indevidos* em informações financeiras de períodos anteriores que são apresentadas para fins comparativos. Uma das hipóteses foi considerar que a alocação dos gastos adicionais impostos pelos fornecedores tivesse sido ao longo do tempo e, conseqüentemente, capitalizada, na mesma proporção em que a Companhia pagou os valores no âmbito dos contratos impactados, ou seja, como se ocorressem em uma base *pro rata*. A outra hipótese foi considerar que os pagamentos indevidos fossem realizados de forma integral no momento em que os contratos foram assinados. Em nenhum dos casos, realizar a baixa dos gastos adicionais capitalizados indevidamente impactaria de forma material os períodos anteriores apresentados para fins comparativos.

A Companhia ainda não recuperou nenhum valor referente aos pagamentos indevidos feitos por fornecedores e não pode estimar de forma confiável qualquer valor recuperável nesse momento. Qualquer valor recuperável será reconhecido como resultado quando recebido (ou quando sua realização se tornar praticamente certa).

Conforme mencionado anteriormente, a Petrobras acredita que, de acordo com o IAS 16, os valores que foram pagos a mais em decorrência do referido *esquema de pagamentos indevidos* não deveriam ter sido incluídos no custo histórico do seu ativo imobilizado. Assim, nos termos da legislação tributária brasileira, esta baixa é considerada uma perda resultante de uma atividade ilícita e sujeita ao andamento das investigações a fim de determinar a extensão real das perdas antes que possam ser consideradas despesas dedutíveis para fins de imposto de renda e contribuição social.

Como resultado, em 30 de setembro de 2014, não era possível para a Companhia estimar os valores que poderiam ser considerados como despesas dedutíveis ou o prazo em que poderiam ser compensados. Desta forma, não foi constituído imposto de renda diferido sobre os pagamentos indevidos.

A Companhia considerou cuidadosamente todas as informações disponíveis e, conforme indicado anteriormente, não acredita que novas informações oriundas das investigações pelas autoridades brasileiras, da investigação interna independente por escritórios de advocacia, ou de novas comissões internas de apuração que venham a ser constituídas (ou revisões das comissões internas já concluídas) poderão impactar ou mudar de forma relevante a metodologia adotada. Não obstante esta expectativa, a Companhia monitorará continuamente as investigações para obter informações adicionais e avaliará seu potencial impacto sobre os ajustes realizados.

O efeito total dos ajustes apurados, conforme descrito acima, por Área de Negócio, é apresentado a seguir:

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

"Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente"	E&P Abastecimento	Gás & Energia	Distribuição	Internacional	Corporativo	Valor Total
Esquema de pagamentos indevidos:						
Valor total dos contratos ^(*)	25.573	45.233	8.663	309	307	81.440
Estimativa do valor total de gastos adicionais (3%)	767	1.358	260	9	9	2.444
Pagamentos não relacionados ao <i>esquema de pagamentos indevidos</i> (fora do cartel)	57	-	4	-	-	61
	824	1.358	264	9	9	2.505
Reversão da depreciação dos referidos ativos	(35)	(81)	(21)	-	-	(141)
Impacto no ativo imobilizado	789	1.277	243	9	9	2.364
Baixa de créditos fiscais referentes aos ativos impactados ^(**)	15	121	23	-	-	163
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	804	1.398	266	9	9	2.527

^(*) Inclui US\$ 17.999 referentes a valores de contrato cujos pagamentos serão realizados após 30 de setembro de 2014.

^(**) Baixa de créditos fiscais que não serão aproveitados.

A Companhia fez uma análise de sensibilidade, considerando que aproximadamente 26% das baixas de gastos adicionais capitalizados indevidamente estão relacionadas a ativos que sofreram baixas por *impairment* no quarto trimestre de 2014. Excluindo esses ativos, um aumento ou redução de 1% no percentual aplicável de gastos adicionais impostos pelos fornecedores ocasionaria um aumento ou redução de US\$ 603 nos valores das baixas. No entanto, conforme indicado anteriormente, a Companhia entende que utilizou as premissas mais adequadas à apuração dos impactos do *esquema de pagamentos indevidos* e não tem evidências que indiquem a possibilidade de qualquer diferença material com relação aos valores que foram baixados.

3.3. Mudanças no contexto atual dos negócios

Mudanças no contexto dos negócios da Companhia e o impacto da “Operação Lava Jato” estimularam uma revisão das perspectivas futuras da Companhia e, conseqüentemente, levaram à necessidade de redução do ritmo de seus investimentos.

A capacidade de a Companhia investir seus recursos disponíveis tem sido limitada em função da redução das receitas operacionais esperadas no futuro devido ao declínio dos preços do petróleo e em função da desvalorização do Real, que faz com que a necessidade de caixa para cumprir com o serviço de suas dívidas em moeda estrangeira no curto prazo aumente. Por diversas razões, incluindo o ambiente político e econômico atual do Brasil, a Petrobras não tem sido capaz de acessar o mercado de capitais. Outras fontes de financiamento disponíveis são limitadas e, de qualquer forma, seriam insuficientes para corresponder às suas necessidades de investimento. A Companhia também enfrenta uma carência de fornecedores e empreiteiras qualificados, como resultado das restrições criadas para os fornecedores como reflexo das investigações da “Operação Lava Jato”.

Como resultado, a Companhia recentemente decidiu postergar ou suspender a conclusão de alguns ativos e projetos incluídos em seu orçamento de capital que contribuem pouco para sua geração de caixa operacional e que foram impactados por complicações decorrentes de insolvência das empreiteiras e fornecedores, além da carência de fornecedores qualificados disponíveis (como reflexo das investigações da “Operação Lava Jato” ou por outros motivos). Essas mudanças tiveram um impacto significativo no teste de *impairment* da Companhia, conforme descrito na nota 14.

3.4. Investigações envolvendo a Companhia

A Petrobras não é um dos alvos das investigações da “Operação Lava Jato”. Em 21 de novembro de 2014, a Petrobras recebeu uma intimação (*subpoena*) da *Securities and Exchange Commission* (SEC) requerendo documentos relativos à Companhia. A Companhia tem atendido às solicitações oriundas da *subpoena* e pretende continuar contribuindo, em conjunto com os escritórios de advocacia brasileiro e norte-americano contratados para realizar uma investigação interna independente.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

3.5. Ações judiciais envolvendo a Companhia

A nota 30 apresenta informações sobre as ações coletivas (*class actions*) e outros processos judiciais da Companhia.

4. Sumário das principais práticas contábeis

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

4.1. Base de consolidação

As demonstrações contábeis consolidadas abrangem informações da Petrobras, e das suas controladas, operações controladas em conjunto e entidades estruturadas consolidadas.

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.

As empresas subsidiárias e controladas 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.

A nota 11 apresenta as empresas consolidadas, juntamente com outras investidas diretas.

A Petrobras não tem participação acionária em suas entidades estruturadas consolidadas e o controle não é determinado por direito a voto, mas sim pelo poder que a Companhia tem sobre as atividades operacionais relevantes dessas entidades. As entidades estruturadas consolidadas são:

Entidades estruturadas consolidadas

	País	Principal segmento de atuação
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
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Não-padronizados do Sistema Petrobras	Brasil	Corporativo
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Padronizados do Sistema Petrobras	Brasil	Corporativo

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

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.

4.2. Informações 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.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

As informações por área de negócio na Companhia estão segmentadas nas seguintes áreas:

a) 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.

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

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

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

e) Distribuição: esse segmento inclui as atividades da Petrobras Distribuidora S.A., que opera através de sua própria rede varejista e de canais atacadistas para comercializar petróleo, etanol e gás natural veicular no Brasil para clientes varejistas, comerciais e industriais, além de outros distribuidores de combustíveis.

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

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

4.3. Instrumentos financeiros

4.3.1. 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.

4.3.2. 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, são classificados de acordo com a intenção da Companhia 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 cujas alterações no valor justo são reconhecidas no resultado como receitas (despesas) financeiras.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

- 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 em nenhuma outra categoria. São mensurados subsequentemente ao valor justo cujas alterações são reconhecidas em outros resultados abrangentes, no patrimônio líquido, e reclassificadas para resultado quando o instrumento é desreconhecido ou realizado.

Alterações subsequentes de valor atribuíveis à receita de juros ou variações na taxa de câmbio ou indexação da inflação (índice de preços) são reconhecidas no resultado para todas as categorias, quando aplicáveis.

4.3.3. 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. A perda é reconhecida no resultado como despesa de vendas.

4.3.4. Financiamentos

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

4.3.5. 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 reconhecidos no resultado financeiro, exceto quando o derivativo é qualificado e designado para contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*).

4.3.6. 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; e (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.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

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 em outros resultados abrangentes e transferida para o resultado financeiro quando o item protegido for efetivamente realizado. A parcela não efetiva do *hedge* é registrada no resultado financeiro 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.

4.4. 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 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.

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.

4.5. Investimentos societários

Coligada é a entidade sobre a qual a Companhia possui influência significativa, definida como o poder de participar na elaboração das decisões sobre políticas financeiras e operacionais de uma investida, mas sem que haja o controle individual ou conjunto dessas políticas. A definição de controle é apresentada na nota explicativa 4.1.

Negócio em conjunto é aquele em que duas ou mais partes têm o controle conjunto estabelecido contratualmente, podendo ser classificado como 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.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

Lucro ou prejuízo, ativos e passivos relacionados com um empreendimento conjunto e coligadas são contabilizados pelo método da equivalência patrimonial. Para operações em conjunto (*joint operation*), a Companhia reconhece a participação dos seus ativos, passivos e as respectivas receitas e despesas nessas operações.

As demonstrações financeiras das *joint ventures* e coligadas são ajustadas para assegurar consistência com as políticas adotadas pela Petrobras.

Os dividendos recebidos provenientes desses investimentos societários são registrados como uma redução do valor dos respectivos investimentos.

4.6. Combinação de negócios e ágio

O método de aquisição é aplicado para as transações onde ocorre a obtenção de controle. 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 alterações de participação em subsidiárias que não resultam em perda de controle da subsidiária representam transações de patrimônio. Qualquer excedente dos valores pagos/recebidos sobre o valor contábil da participação acionária adquirida/alienada é reconhecido no patrimônio líquido como alteração de participação em subsidiárias.

4.7. 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, conforme a seguir:

- 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 de exploração 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.
- Todos os custos incorridos com o esforço de desenvolver a produção de uma área declarada comercial (com reservas provadas e economicamente viáveis) são capitalizados no ativo imobilizado. Incluem-se nessa categoria os custos com poços de desenvolvimento; com a construção de plataformas e plantas de processamento de gás; com a construção de equipamentos e facilidades necessárias à extração, manipulação, armazenagem,

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

processamento ou tratamento do petróleo e gás; e com a construção dos sistemas de escoamento do óleo e gás (dutos), estocagem e descarte dos resíduos.

4.8. Imobilizado

Está demonstrado pelo custo de aquisição ou custo de construção, que representa os custos para colocar o ativo em condições de operação, 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*).

A condição para continuar operando certos itens do ativo imobilizado, tais como unidades industriais, unidades marítimas e embarcações é realizando inspeções e manutenção regulares. Esses gastos são capitalizados caso os critérios de reconhecimento sejam atendidos ou de outra forma debitados quando incorridos. Esses gastos são depreciados pelo período previsto até a próxima grande manutenção.

As peças de reposição e sobressalentes com vida útil superior a um ano e que só podem ser utilizadas em conexão com itens do ativo imobilizado são reconhecidas e depreciadas durante a vida útil do imobilizado a que se referem.

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 método das unidades produzidas dos respectivos ativos. A Companhia suspende a capitalização dos encargos financeiros dos ativos qualificáveis cujo desenvolvimento esteja suspenso por longos períodos.

Exceto os ativos cuja vida útil seja inferior à vida útil do campo, os quais são depreciados pelo método linear, a depreciação, exaustão e amortização de unidades provadas produtoras de petróleo e gás são contabilizadas pelo método de unidade de produção.

Ativos com vida útil inferior à vida útil do campo, plataformas móveis e ativos não relacionados diretamente à produção de petróleo e gás são depreciados pelo método linear.

O método de unidade de produção da depreciação (amortização) é calculado com base na unidade de produção (produção mensal) da reserva provada desenvolvida de petróleo e gás, aplicado campo a campo.

A amortização dos valores pagos pela obtenção de concessões para a exploração de petróleo e gás natural de propriedades produtoras, tais como bônus de assinatura (custos de aquisição capitalizados) e custos de aquisição relativos ao Contrato de Cessão, referentes ao direito de prospecção e atividades de perfuração de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos líquidos localizados em blocos na área do pré-sal (“Cessão Onerosa”) é reconhecida utilizando o método de unidade de produção, calculado com base nas unidades de produção sobre o total das reservas provadas de petróleo e gás, aplicado campo a campo.

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.

4.9. 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

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

assinatura pagos pela obtenção de concessões para exploração de petróleo ou gás natural (custos capitalizados de aquisição); concessões de serviços públicos; marcas; patentes; softwares e ágio.

Os bônus de assinatura pagos para a obtenção de concessões para a exploração de petróleo e gás natural são inicialmente capitalizados no intangível e transferidos para o imobilizado quando da declaração de comercialidade. Os custos de aquisição do Contrato de Cessão foram reclassificados para o imobilizado em 2013 e 2014. Em 29 de dezembro de 2014, a Companhia apresentou a declaração de comercialidade da última área do contrato à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP. Os bônus de assinatura não são amortizados até serem transferidos para o imobilizado.

Os ativos intangíveis com vida útil definida, que não os valores pagos para obtenção de concessões para exploração de petróleo e gás natural de propriedades produtoras, são amortizados durante a vida útil do ativo segundo o método linear.

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.

4.10. Redução ao valor recuperável de ativos - *Impairment*

A Companhia avalia os ativos do imobilizado e do intangível com vida útil definida quando há indicativos de não recuperação do seu valor contábil. Os ativos vinculados à exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural e aqueles que têm uma vida útil indefinida, como o ágio (*goodwill*), 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. Sempre que o valor recuperável for menor do que o valor contábil, a perda por redução ao valor recuperável do ativo é reconhecida para reduzir o valor contábil ao 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. Considerando a especificidade dos ativos da Companhia, o valor em uso é geralmente empregado pela Companhia para fins de teste de “*impairment*”, 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 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 existem fluxos de caixa identificáveis. Os ativos vinculados à exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural são revisados anualmente (ou quando há indicação de que o valor contábil pode não ser recuperável), campo a campo, para identificação de possíveis perdas na recuperação, com base no fluxo de caixa futuro estimado.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

A reversão de perdas reconhecidas anteriormente é permitida, exceto com relação à redução no valor do ágio (*goodwill*).

4.11. Arrendamentos mercantis

Os arrendamentos mercantis que transferem substancialmente todos os 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, constitui-se contas a receber 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.

4.12. 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 existir a expectativa de que a venda ocorra em até 12 meses após a classificação como disponível para venda.

Entretanto, eventos ou circunstâncias podem estender o período de conclusão da venda além de um ano. A extensão do período exigido para concluir uma venda não impede um ativo (ou grupo de alienação) de ser classificado como disponível para venda caso o atraso seja causado por eventos ou circunstâncias que vão além do controle da Companhia e com evidências suficientes de que continua comprometida com seu plano de vender os ativos (ou grupos de alienação).

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.

4.13. Custo de desmobilização

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 da suspensão permanente das atividades na área por razões econômicas.

São reconhecidos no Imobilizado pelo seu valor presente e revisados anualmente, descontada a uma taxa ajustada ao risco, como parte do valor dos ativos que lhes deu origem, desde que exista obrigação legal e seu

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

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 são amortizadas nas mesmas bases dos ativos principais.

As obrigações futuras com desmobilização da área de produção de petróleo e gás ficam passíveis de registro após as declarações de comercialidade que deram origem aos campos de produção e são revisadas anualmente. Os custos de desmobilização relacionados com as reservas provadas de petróleo e gás desenvolvidas são depreciados adotando-se o método de unidade de produção, calculado com base na unidade de produção das reservas provadas de petróleo e gás desenvolvidas, aplicado campo a campo.

4.14. Provisões, ativos 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 ativos contingentes não são reconhecidos contabilmente nas demonstrações contábeis.

Os passivos contingentes para os quais as chances de perda são consideradas possíveis ou que não são razoavelmente estimáveis não são reconhecidas nas demonstrações financeiras, porém são divulgadas, a menos que a esperada saída de recursos incluindo benefícios econômicos seja considerada remota.

4.15. Imposto de renda e contribuição social

As despesas de imposto de renda e contribuição social do período compreendem os impostos correntes e diferidos.

a) Imposto de renda e contribuição social correntes

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 excluir impactos potenciais da adoção dos IFRS na determinação do lucro tributável. O RTT se baseia nos regulamentos societários e fiscais brasileiros e nos princípios contábeis em 31 de dezembro de 2007. Portanto, o lucro tributável difere do lucro contábil devido a determinados ajustes exigidos pelos regulamentos fiscais.

A lei 12.973 de 13 de maio de 2014 revogou o RTT e estabeleceu um novo regime tributário, obrigatório para 2015 e opcional para 2014. Como a Companhia não optou pelas das proposições contidas na lei para o exercício de 2014, elas mantem as disposições relativas ao RTT para o exercício corrente.

A Companhia não espera que a adoção do novo regime tributário resulte em impactos materiais no resultado ou nas demonstrações contábeis consolidadas.

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 diferidos são reconhecidos sobre as diferenças temporárias entre a base tributária de um ativo ou passivo e seu valor contábil. O passivo fiscal diferido é geralmente reconhecido em todas as diferenças temporárias tributáveis. O ativo fiscal diferido é geralmente reconhecido em todas as diferenças temporárias dedutíveis e compensado de prejuízos ou créditos tributários não utilizados na proporção da

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

probabilidade de que lucro tributável futuro esteja disponível e contra o qual as diferenças temporárias dedutíveis possam ser usadas.

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.

O imposto de renda e a contribuição social correntes e diferidos são apresentados líquidos, por entidade contribuinte.

4.16. 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 (a fim de atualizar alterações significativas nas premissas e estimativas atuariais de benefícios futuros esperados), de acordo com o método da unidade de crédito projetada, líquido do valor justo dos ativos do plano, quando aplicável, dos quais as obrigações devem ser diretamente liquidadas.

As premissas atuariais incluem: estimativas demográficas e econômicas, estimativas dos custos médicos, bem como dados históricos sobre as despesas e contribuições dos funcionários.

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.

Novas avaliações do valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido, reconhecidas no patrimônio líquido, em outros resultados abrangentes, compreendem: i) ganhos e perdas atuariais; ii) retorno sobre os ativos do plano, menos a receita de juros auferida por esses ativos; e iii) qualquer mudança no efeito do teto de ativo (*asset ceiling*), menos os valores de juros sobre o valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido.

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

4.17. Capital social e remuneração aos acionistas

O capital social está representado por ações ordinárias e preferenciais. Os gastos incrementais diretamente atribuíveis à emissão de novas ações (custos de emissão de ações) são apresentados como dedução do patrimônio líquido, como deduções dos recursos, líquido de efeitos tributários.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

Quando proposta pela Companhia, a remuneração aos acionistas se dá sob a forma de dividendos e/ou juros sobre o capital próprio com base nos limites definidos em lei e no estatuto social da Companhia.

Os juros sobre o capital próprio é uma forma de distribuição de dividendos, dedutível para fins fiscais no Brasil à entidade que distribui os juros sobre o capital próprio. O benefício fiscal dos juros sobre o capital próprio é reconhecido no resultado do exercício.

4.18. Outros resultados abrangentes

São classificados como outros resultados abrangentes, os ajustes decorrentes das variações de valor justo envolvendo ativos financeiros disponíveis para venda, *hedge* de fluxo de caixa e ganhos e perdas atuariais em planos de pensão com benefício definido, bem como o ajuste acumulado de conversão.

4.19. 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 em conta de passivo como receita diferida, sendo alocada ao resultado em valores iguais ao longo da vida útil esperada do item correspondente.

4.20. Reconhecimento de receitas, custos 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 às 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 reconhecidos pelo regime de competência.

5. Estimativas e julgamentos relevantes

A preparação das demonstrações financeiras consolidadas 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.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

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.

5.1. 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 utilizadas para o cálculo das taxas de depreciação/exaustão/amortização 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.

A Companhia apura as reservas de acordo com os Critérios SEC (*Securities and Exchange Commission*) e ANP/SPE (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis-ANP/*Society of Petroleum Engineers-SPE*). As principais diferenças entre os critérios ANP/SPE e SEC são: preços de venda, critério de melhoria de recuperação, limites de áreas não perfuradas, limites de contato de fluidos, definições de reservatórios análogos usadas para estimar reservas e, no caso do Brasil, o prazo de concessão. Pelo Critério SEC, são estimadas apenas as Reservas Provadas, enquanto no Critério SPE são estimadas as reservas provadas e 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) e normas governamentais. 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.

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, exaustão e amortização

Depreciação, exaustão e amortização 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, exaustão e amortização 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/exaustão/amortização, enquanto um incremento das reservas resultaria em redução da depreciação/exaustão/amortização.

Outras informações sobre depreciação e exaustão são apresentadas nas notas explicativas 4.8 e 12.2.

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 explicativa 4.10. Em geral, as análises baseiam-se em reservas provadas e reservas prováveis de acordo com os critérios estabelecidos pela ANP/SPE – *Society of Petroleum Engineers*.

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.

Os ativos vinculados à exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural têm a recuperação do seu valor testada anualmente, independentemente de haver indicativos de perda de valor.

Os mercados de petróleo e gás natural têm um histórico de volatilidade de preços significativa e, embora, ocasionalmente, possa haver quedas expressivas, os preços, a longo prazo, tendem a continuar sendo ditados pela oferta de mercado e fundamentos de demanda. Os testes de recuperabilidade dos ativos (*impairment*) não apenas 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, mas também consideram a volatilidade de curto prazo nos preços de petróleo para a determinação dos primeiros anos do valor em uso.

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 4.8 e 12.

5.2. Definição das unidades geradoras de caixa para testes de recuperabilidade de ativos (*Impairment*)

A definição das unidades geradoras de caixa - UGCs 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:

- UGCs da área de Exploração e Produção: campo ou polo de produção de petróleo e gás, composto por um conjunto de ativos vinculados à exploração e ao desenvolvimento da produção da área.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

- UGCs da área de Abastecimento: i) UGC Abastecimento: conjunto de ativos que compõem as refinarias, terminais e dutos, bem como os ativos logísticos operados pela Transpetro. A definição da UGC Abastecimento é baseada no conceito de integração e otimização do resultado, podendo as indicações do planejamento e as operações dos ativos privilegiarem 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. Durante o trimestre findo em 31 de Dezembro de 2014, a Companhia excluiu ativos em construção no âmbito dos projetos do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj) e 2º trem de refino da Refinaria Abreu e Lima (RNEST) desta UGC, conforme nota explicativa 14; ii) UGC Petroquímica: ativos das plantas petroquímicas das empresas PetroquímicaSuape e Citepe; e iii) UGC Transporte: a unidade geradora de caixa desse segmento é definida pelos ativos da frota de navios da Transpetro.
- UGCs da área de Gás e Energia: i) UGC Gás Natural: conjunto de ativos que compõe a malha comercial do gás natural (gasodutos), unidades de processamento de gás natural (UPGN) e conjunto de ativos de fertilizantes e nitrogenados (plantas industriais). A Companhia excluiu ativo em construção no âmbito do projeto da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (UFN III), conforme nota explicativa 14; e ii) UGC Energia: conjunto de ativos que compõe o portfólio de usinas termoeletricas (UTE).
- UGC da área de Distribuição: conjunto de ativos de distribuição, relacionados principalmente às atividades operacionais da Petrobras 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; e ii) UGC Etanol: representadas por investimentos em coligadas e empreendimentos em conjunto do setor de etanol.
- UGC da Internacional: i) UGC Exploração e Produção Internacional: campo ou polo 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 (*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 4.10 e 14.

5.3. 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; e
- 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 5 anos, para definição de um ponto inicial da curva que decresce gradualmente em 30 anos para alcance do patamar de inflação geral da economia.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

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.

5.4. 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 30.

5.5. Estimativas de custos com obrigações de desmantelamento de áreas

A Companhia tem obrigações legais 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 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 4.13 e 20.

5.6. Valor justo dos 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 4.3.5 e 33.

5.7. 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.

5.8. Ajustes decorrentes da Operação Lava Jato

5.8.1. Metodologia de estimativa

Como descrito na nota explicativa 3, a Companhia baixou US\$ 2.527 no terceiro trimestre de 2014, referentes a custos capitalizados representando montantes pagos na aquisição de imobilizado em anos anteriores.

Para contabilizar esses ajustes, a Companhia desenvolveu uma metodologia descrita na nota explicativa 3. A Petrobras admite o grau de incerteza envolvido na referida metodologia de estimativa e, portanto desenvolveu uma análise de sensibilidade (descrita na nota explicativa 3) e continuará acompanhando os resultados das investigações em andamento e a disponibilização de outras informações relativas ao esquema de pagamentos indevidos e, se porventura se tornar disponível informação confiável que indique com suficiente precisão que as estimativas que a Companhia utilizou deveriam ser ajustadas, a Companhia avaliará se o ajuste é material e, caso seja, o reconhecerá.

Entretanto, como já discutido, a Companhia acredita que utilizou a metodologia mais apropriada para determinar os valores dos pagamentos indevidos capitalizados e não há evidência que indique a possibilidade de uma mudança material nos montantes baixados.

5.8.2. Abordagens consideradas pela Companhia, mas não adotadas

Os padrões internacionais de contabilidade (IFRS) permitem a utilização do modelo de reavaliação de ativos através do IAS 16 como forma de mensurar o valor contábil dos ativos imobilizados. Tal prática, contudo, não é permitida pela legislação brasileira e, dessa forma, foi desconsiderada como alternativa viável para que a Companhia realizasse a correção de seus ativos imobilizados para o impacto dos custos adicionais impostos pelas empreiteiras e fornecedores.

A Companhia considerou também a possibilidade de utilizar um cálculo substituto (*proxy*) para quantificar os erros a serem corrigidos. A metodologia que seria utilizada envolveria determinar o justo valor dos ativos impactados por pagamentos indevidos e, para cada um desses ativos, a diferença entre o valor contábil e o valor justo seria considerada como uma estimativa do montante de custos adicionais impostos pelas empreiteiras e fornecedores e utilizados para realizar pagamentos indevidos.

A abordagem não seria considerada como uma perda em função da redução no valor recuperável dos ativos impactados (*impairment*), uma vez que os ativos seriam avaliados a valor justo de forma individual e não dentro de unidades geradoras de caixa e, além disso, o valor recuperável não seria determinado pelo maior valor entre o valor justo e o valor em uso, mas apenas seria considerado o valor justo.

A Companhia contratou duas empresas globais reconhecidas internacionalmente como avaliadores independentes, para determinar o valor justo da maior parte dos ativos impactados, utilizando a técnica mais adequada de acordo com a natureza dos ativos e informações disponíveis.

Para 31 ativos avaliados, o valor justo se mostrou inferior ao valor contábil, num total de US\$ 36,1 bilhões e para 21 ativos, o valor justo se mostrou acima do valor contábil, totalizando US\$ 11,1 bilhões. Conforme indicado anteriormente, a diferença entre valor justo e valor contábil seria conceitualmente atribuída aos pagamentos indevidos.

Contudo, após a elaboração do cálculo, verificou-se que a diferença entre valor justo e valor contábil era significativamente superior a qualquer estimativa razoável do total de pagamentos indevidos descobertos no âmbito das investigações da "Operação Lava Jato". A diferença entre o valor justo e o valor contábil seria oriunda, em sua maior parte, não dos pagamentos indevidos, mas de diversos outros fatores (tanto de cunho

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

metodológico quanto resultantes do ambiente de negócios atual), que não podem ser individualmente quantificados, mas incluem:

- o valor justo dos ativos foi mensurado de forma individualizada (*stand-alone basis*), desconsiderando os ganhos obtidos pela Companhia por utilizá-los de forma integrada, havendo transferência de valor de um ativo para outro, dependendo da forma como eles são operados, na busca de maximizar o resultado global do conjunto de ativos, em detrimento de otimizar o resultado individual de cada ativo (principalmente no caso dos ativos de refino). Tais ganhos são capturados no conceito de unidades geradoras de caixa (UGCs) para fins de teste de *impairment* e muitos dos ativos impactados fazem parte de UGCs nas quais ativos são agrupados;
- a taxa de desconto utilizada pelos avaliadores considera um prêmio de risco relacionado à aquisição de um ativo isolado por um terceiro que o adquiriria em um ambiente fortemente dominado por um único *player* com grande escala (a Petrobras). Isso seria aplicável para novos projetos de investimento, mas não para determinar o valor em uso de ativos que já fazem parte do portfólio da Companhia;
- mudanças em variáveis econômicas e financeiras (taxas de câmbio, taxa de desconto, medidas de risco e custo de capital);
- mudanças nas estimativas de preços e margens dos insumos;
- mudanças nas projeções de preço, margem e demanda por produtos vendidos em função de mudanças nas condições de mercado atuais;
- mudanças nos preços de equipamentos e insumos, salários e outros custos correlatos;
- impacto dos requerimentos relacionados à obrigatoriedade de utilização de conteúdo local; e
- problemas no planejamento de projetos (principalmente aqueles envolvendo as áreas de Engenharia e Abastecimento).

Dessa forma, a Companhia concluiu que utilizar o cálculo de valor justo como um substituto (ou *proxy*) para ajustar seus ativos imobilizados não teria sido apropriado, uma vez que o ajuste incluiria elementos que não possuiriam relação direta com os custos adicionais impostos pelas empreiteiras e fornecedores e utilizados para realizar pagamentos indevidos.

5.9. Perdas em crédito de liquidação duvidosa

São monitoradas regularmente pela Administração, sendo constituídas em montante considerado suficiente para cobrir perdas na realização das contas a receber. As evidências de perdas consideradas na avaliação incluem: casos de dificuldades financeiras significativas, inclusive de setores específicos, cobrança judicial, pedido de falência ou recuperação judicial e outros.

Outras informações sobre perdas em crédito de liquidação duvidosas são apresentadas na nota explicativa 8.

6. Novas normas e interpretações

a) IASB - *International Accounting Standards Board*

Durante o exercício de 2014, a seguinte norma emitida pelo IASB entrou em vigor, e não impactou materialmente as demonstrações contábeis da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2014:

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

- IFRIC 21 - "Tributos". A IFRIC 21 é uma interpretação do IAS 37, Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes, que especifica quando uma entidade deve reconhecer um tributo a pagar, requerimento para que a entidade tenha uma obrigação presente decorrente de um evento passado (conhecida fato gerador). 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.

As principais normas e alterações emitidas pelo IASB que ainda não entraram em vigor e não tiveram sua adoção antecipada pela Companhia até 31 de dezembro de 2014 são as seguintes:

Norma	Exigências-chave	Data de vigência
Emenda ao IFRS 11 "Negócios em Conjunto"	Determina que uma entidade que adquire participação em uma operação em conjunto (IFRS 11) que atende a definição de um negócio (IFRS 3), contabilize a aquisição seguindo os mesmos princípios usados em combinações de negócios.	1º de janeiro de 2016
Emenda ao IFRS 10 "Demonstrações Consolidadas" e IAS 28 "Investimento em Coligada, em Controlada e em Empreendimento Controlado em Conjunto"	O ganho ou perda total é reconhecido quando uma transação envolve um negócio (conforme definido no IFRS 3). Um ganho ou uma perda parcial é reconhecido quando uma transação envolve ativos que não constituem um negócio, mesmo se aqueles ativos encontram-se em uma subsidiária.	1º de janeiro de 2016
IFRS 15 – "Receita proveniente de Contratos com os clientes"	Estabelece as exigências para reconhecimento da receita, avaliação e divulgação. De acordo com o IFRS 15, a receita é reconhecida quando um cliente obtém controle de um bem ou serviço. A norma altera o modelo atual, com base no qual a receita é reconhecida quando riscos e vantagens inerentes à propriedade são substancialmente transferidos. Além disso, o IFRS 15 fornece orientações para o reconhecimento da receita em casos mais complexos.	1º de janeiro de 2017
IFRS 9 - "Instrumentos Financeiros"	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. O IFRS 9 Institui novos requisitos relacionados a contabilidade de hedge. A orientação do IAS 39 sobre redução do valor recuperável de ativos financeiros e contabilidade de hedge continua aplicável.	1º de janeiro de 2018

Quanto às emendas e novas normas listadas acima, a Companhia está avaliando os impactos da aplicação em suas demonstrações contábeis consolidadas de exercícios futuro.

b) Legislação tributária

Em 14 de maio de 2014 foi publicada a Lei nº 12.973 que, dentre outras matérias:

- Revogou o Regime Tributário de Transição (RTT) instituído pela Lei nº 11.941, de 27 de maio de 2009;
- Regulamentou o tratamento dos efeitos da adoção das normas contábeis internacionais (IFRS) na apuração dos tributos federais (IRPJ, CSLL, PIS e COFINS);

A lei nº 12,973 entrou em vigor a partir de 1º de janeiro de 2015, exceto os artigos 3º, 72 a 75 e 93 a 119, que entraram em vigor na data de sua publicação.

A regulamentação desta Lei se deu por intermédio da Instrução Normativa nº 1.515, de 24 de novembro de 2014, da Secretaria da Receita Federal do Brasil.

A Administração da Companhia optou pela aplicação das disposições contidas nos artigos 1º e 2º e 4º a 70 da Lei nº 12.973, referentes à adoção do novo regime tributário, em substituição ao RTT, a partir do exercício de 2015. Dessa forma, não houve impactos nas demonstrações contábeis consolidadas do exercício de 2014. Adicionalmente, não são esperados efeitos relevantes em relação à incidência tributária e nem impactos nas demonstrações contábeis consolidadas, a partir da aplicação dessa legislação para o exercício de 2015.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

7. Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários

Caixa e equivalentes de caixa

	2014	2013
Caixa e bancos	709	951
Aplicações financeiras de curto prazo		
- No País		
Fundos de investimentos DI e operações compromissadas	1.999	3.493
Outros fundos de investimentos	41	53
	<u>2.040</u>	<u>3.546</u>
- No exterior		
Depósito a prazo (<i>depósitos à vista</i>)	8.700	6.075
Auto Invest	3.097	3.982
Outras aplicações financeiras no exterior	2.109	1.314
	<u>13.906</u>	<u>11.371</u>
Total das aplicações financeiras de curto prazo	<u>15.946</u>	<u>14.917</u>
Total de caixa e equivalentes de caixa	<u>16.655</u>	<u>15.868</u>

Os fundos de investimentos no país têm seus recursos aplicados em fundos exclusivos, especialmente títulos públicos federais brasileiros. As aplicações no exterior são compostas por *depósitos à vista* com prazos de até 3 meses, por outras aplicações em contas remuneradas com liquidez diária denominadas *Auto Invest* e outros instrumentos de renda fixa de curto prazo, realizadas com instituições de primeira linha.

Títulos e valores mobiliários

	2014	2013
Para negociação	2.690	3.878
Disponíveis para venda	21	17
Mantidos até o vencimento	6.721	121
	<u>9.432</u>	<u>4.016</u>
Circulante	9.323	3.885
Não circulante	109	131

Os títulos para negociação referem-se principalmente a investimentos em títulos públicos federais brasileiros e os títulos mantidos até o vencimento referem-se principalmente a aplicações no exterior em *depósitos à vista* realizadas com instituições financeiras de primeira linha.

Estes investimentos financeiros possuem prazos de vencimentos superiores a 3 meses e são apresentados no ativo circulante em função da expectativa de realização ou vencimento no curto prazo.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

8. Contas a receber

8.1. Contas a receber, líquidas

	2014	2013
Clientes		
Terceiros	10.627	10,153
Partes relacionadas (nota explicativa 19)		
Investidas	863	658
Recebíveis do setor elétrico	2.966	1,849
Contas petróleo e álcool - Governo Federal	317	357
Outras	2.005	2,591
	16.778	15,608
Perdas em créditos de liquidação duvidosa	(3.372)	(1,406)
	13.406	14,202
Circulante	7.969	9,670
Não circulante	5.437	4,532

8.2. Movimentação das perdas em créditos de liquidação duvidosa

	2014	2013	2012
Saldo inicial	1.406	1.452	1.487
Adições (*)	2.484	133	244
Baixas	(131)	(68)	(210)
Ajuste Acumulado de Conversão	(387)	(111)	(69)
Saldo final	3.372	1.406	1.452
Circulante	1.448	800	854
Não circulante	1.924	606	598

(*) Refere-se, principalmente, ao setor elétrico (nota explicativa 8.4).

8.3. Contas a receber vencidos – Clientes Terceiros

	2014	2013
Até 3 meses	823	911
De 3 a 6 meses	178	272
De 6 a 12 meses	181	395
Acima de 12 meses	1.832	1.827
	3.014	3.405

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

8.4. Contas a receber – Setor Elétrico (Sistema Isolado de Energia na região Nordeste do Brasil)

	31.12.2014			31.12.2013		
	A vencer	Vencido	Total	A vencer	Vencido	Total
Cientes						
Sistema Eletrobras (Nota explicativa 19)	2.536	430	2.966	663	1.186	1.849
Companhia de Gás do Amazonas (CIGÁS)	1.266	167	1.433	–	682	682
Outros	24	394	418	43	264	307
	3.826	991	4.817	706	2.132	2.838
(-) Perdas em créditos de liquidação duvidosa	(1.090)	(621)	(1.711)	–	(15)	(15)
Total	2.736	370	3.106	706	2.117	2.823
Partes relacionadas						
Terceiros	2.473	165	2.638	663	1.180	1.843
	263	205	468	43	937	980

Em 31 de dezembro de 2014, a Companhia possuía recebíveis do setor elétrico na região Nordeste do Brasil no total de US\$ 4.817 (US\$ 2.838 em 31 de dezembro de 2013), dos quais US\$ 4.198 foram classificados no ativo não circulante. Estes recebíveis são compostos de:

(i) US\$ 4.526 (US\$ 2.659 em 31 de dezembro de 2013), referentes a fornecimento de óleo combustível e gás natural, entre outros produtos, para usinas de geração termelétrica (controladas da Eletrobras), concessionárias estaduais e produtores independentes de energia (PIEs) localizados na região norte do país;

(ii) US\$ 291 (US\$ 179 em 31 de dezembro de 2013), referentes a contratos de fornecimento de energia com a controlada da Eletrobras, firmados em 2005, cujas características configuram um arrendamento mercantil financeiro de duas usinas termelétricas na região norte do país, visto que os contratos determinam, entre outras condições, a transferência das usinas ao final do contrato, sem indenização (prazo de 20 anos). Não há valores vencidos.

Parte dos custos do fornecimento de combustível para essas térmicas é suportada pelos recursos da Conta de Consumo de Combustível – CCC, gerenciada pela Eletrobras.

Como os valores repassados pela CCC não vinham sendo suficientes para que as empresas do setor elétrico localizadas na região norte do país honrassem seus débitos, alguns destes clientes encontravam dificuldades financeiras para quitar as obrigações de fornecimento de produtos junto a Companhia, razão pela qual, em 31 de dezembro de 2014, a Companhia e empresas do Sistema Eletrobras celebraram contratos de confissão de dívida no montante de US\$ 3.509, que abrangem débitos vencidos até o dia 30 de novembro de 2014, atualizados pela SELIC, cujos pagamentos serão efetuados em 120 parcelas mensais e sucessivas a partir de fevereiro de 2015.

Parte da confissão de dívida foi garantida por penhor de créditos no montante de US\$ 2.483 oriundos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), que entre suas finalidades está a de prover recursos para os dispêndios da CCC referente à geração de energia no sistema isolado. Esta garantia real de créditos da CDE se deu em função do reconhecimento em fevereiro de 2015, pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), dos créditos decorrentes da repactuação de dívidas da CDE com credores da CCC.

A partir do início de 2015, dada a mudança da política tarifária para o setor elétrico (“realismo tarifário”), com aumentos já praticados no primeiro trimestre de 2015, ocorrerá um maior equilíbrio financeiro das empresas do setor e, conseqüentemente, a redução da inadimplência relativa ao fornecimento de combustíveis, provavelmente após o primeiro trimestre de 2015, considerado o período de tempo entre a cobrança dos recursos pelas distribuidoras nas contas de energia elétrica já majorados junto aos consumidores finais e a respectiva disponibilização, na CCC, para reembolso de parte expressiva dos custos aos produtores de energia.

A Administração da Companhia determinou que uma provisão para *impairment* de recebíveis foi exigida para cobrir os recebíveis em 31 de outubro de 2014 sem garantia real, incluindo saldos de contratos anteriores de reconhecimento de dívida e de empresas que não faziam parte dos contratos mais recentes de reconhecimento

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

de dívida com a Eletrobras. Uma provisão para *impairment* de recebíveis de US\$ 1.696 foi reconhecida em 2014 (US\$ 1.948 debitado em despesas com vendas, parcialmente compensado por um ajuste cumulativo de conversão - CTA de US\$ 252 – efeito de ajuste cumulativo de conversão). Nenhum encargo foi reconhecido para empresas que não estava insolventes ou para recebíveis de vendas após 1 de novembro de 2014, pois aqueles valores foram incluídos no cálculo da nova política de preços da ANEEL.

9. Estoques

	2014	2013
Petróleo	3.977	5.849
Derivados de petróleo	4.333	4.985
Intermediários	854	924
Gás Natural e GNL ^(*)	358	401
Biocombustíveis	150	158
Fertilizantes	34	26
	9.706	12.343
Materiais, suprimentos e outros	1.806	1.935
	11.512	14.278
Circulante	11.466	14.225
Não circulante	46	53

^(*) GNL - Gás Natural Liquefeito

Os estoques são apresentados deduzidos de provisão, no montante de US\$ 150, para ajuste ao seu valor realizável líquido (US\$ 88 em 31 de dezembro de 2013), sendo estes ajustes decorrentes, principalmente, de reduções nas cotações internacionais do petróleo e seus derivados. O montante acumulado da provisão reconhecido no resultado do exercício, como custo dos produtos e serviços vendidos, é de US\$ 1.015 em 2014 (US\$ 580 em 2013).

Parcela dos estoques de petróleo e/ou derivados foi dada como garantia dos Termos de Compromisso Financeiro – TCF, assinados com a Petros, no valor de US\$ 2.316 (US\$ 2.976 em 31 de dezembro de 2013), conforme nota explicativa 22.1.

10. Vendas e incorporações de ativos

10.1. Venda de ativos

Brasil PCH S.A.

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, antes dos 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\$ 301, considerando os ajustes ao preço, apurando um ganho antes dos impostos sobre o lucro de US\$ 274, reconhecido em outras despesas líquidas.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

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. (PIB BV), para a Perenco Colombia Limited, pelo valor de US\$ 380 sujeitos a ajuste de preço até o fechamento da operação.

Em 30 de abril de 2014, foi finalizada a venda, com a transferência dos ativos e passivos para a Perenco, registrando-se um ganho de US\$ 101, reconhecido em outras despesas líquidas.

UTE Norte Fluminense S.A.

Em 11 de abril de 2014, a Petrobras vendeu para o Grupo Électricité de France (EDF) a sua participação acionária de 10% na UTE - Norte Fluminense S.A., por US\$ 82, apurando um ganho de US\$ 37 reconhecido em outras despesas líquidas, não existindo condições precedentes.

Transierra S.A.

Em 5 de agosto de 2014, a Petrobras vendeu para a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), a sua participação acionária de 44,5% na Transierra S.A., por US\$ 107, apurando um ganho de US\$ 32 reconhecido em outras despesas líquidas, não existindo condições precedentes.

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, ficando a conclusão da operação sujeita a determinadas condições precedentes, incluindo a aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE .

Em 1º de outubro de 2014 a aquisição da Innova S.A. foi autorizada com restrições, condicionando ao cumprimento de um conjunto de medidas previstas em um Acordo em Controle e Concentrações - ACC firmado entre o CADE e as requerentes.

Em 30 de outubro de 2014 a operação foi finalizada conforme previsto no contrato de compra e venda de ações, apurando um ganho de US\$ 57, reconhecido em outras despesas líquidas.

Petrobras Energia Peru S.A.

Em 12 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 International Braspetro B.V. (PIB BV), de 100% das ações da Petrobras Energia Peru S.A. para a China National Petroleum Corporation (CNPC), pelo valor total de US\$ 2.643, sujeito a ajuste de preço até o fechamento da operação, que está sendo apurado conforme estabelecido em contrato.

As condições precedentes, incluindo a aprovação dos governos chinês e peruano, bem como à observância dos procedimentos previstos nos respectivos *Joint Operating Agreement* (JOA) foram concluídas em novembro de 2014, sendo registrado um ganho na operação de US\$ 1.304, em outras despesas líquidas e US\$ 435 em imposto de renda e contribuição social, perfazendo um ganho líquido de US\$ 869.

Companhia de Gás de Minas Gerais

Em 18 de julho de 2014, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a venda de sua participação acionária de 40% na Companhia de Gás de Minas Gerais (Gasmig) para a Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig).

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

Em 10 de outubro de 2014, depois de atendidas todas as condições precedentes previstas em contrato, a Petrobras concluiu a operação de alienação pelo valor de US\$ 251, apurando um ganho de US\$ 68 reconhecido em outras despesas líquidas, não existindo condições precedentes.

10.2. Ativos classificados como mantidos para venda

Em 31 de dezembro de 2014, o montante de US\$ 5 classificado como ativo circulante (US\$ 2.407 e US\$ 1.073 em 31 de dezembro de 2013, classificado em ativo circulante e passivo circulante, respectivamente), refere-se a ativos mantidos para venda e compõe-se de: as sondas de perfuração PI, PIII, PIV, PV e a plataforma PXIV, apresentados no segmento de exploração e produção.

No decorrer de 2014, os demais ativos que se apresentavam classificados como mantidos para venda em 31 de dezembro de 2013 foram realizados.

10.3. Incorporações

Em 02 de abril de 2014, a Assembleia Geral Extraordinária da Petrobras aprovou as seguintes incorporações de controladas ao seu patrimônio, sem aumento do seu capital: Termoçu S.A., Termo Ceará Ltda. e Companhia Locadora de Equipamentos Petrolíferos – CLEP.

Em 30 de janeiro de 2015, a Assembleia Geral Extraordinária da Petrobras aprovou as seguintes incorporações de controladas ao seu patrimônio, sem aumento do seu capital: Arembepe Energia S.A. e Energética Camaçari Muricy S.A.

Essas incorporações visam simplificar a estrutura societária da Companhia, minimizar custos e capturar sinergias e não geram efeitos sobre as demonstrações contábeis consolidadas da Companhia.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

11. Investimentos

11.1. Investimentos diretos

	Principal segmento de atuação	% de Participação direta da Petrobras	% no Capital votante	Patrimônio líquido (passivo a descoberto)	Lucro líquido (prejuízo) do exercício	País
Empresas Consolidadas						
Subsidiárias						
Petrobras Netherlands B.V. - PNBV (i)	E&P	100,00%	100,00%	14.209	1,061	Holanda
Petrobras Distribuidora S.A. - BR	Distribuição	100,00%	100,00%	4.566	481	Brasil
Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG	Gás e Energia	100,00%	100,00%	2.490	243	Brasil
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	Abastecimento	100,00%	100,00%	1.889	319	Brasil
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG	E&P	100,00%	100,00%	1.316	190	Brasil
Petrobras Gás S.A. - Gaspetro	Gás e Energia	100,00%	100,00%	977	634	Brasil
Petrobras International Braspetro - PIB BV (i) (ii)	Internacional	88,12%	88,12%	984	(698)	Holanda
Petrobras Biocombustível S.A.	Biocombustível	100,00%	100,00%	832	(113)	Brasil
Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco S.A. - CITEPE	Abastecimento	100,00%	100,00%	396	(1,128)	Brasil
Liquigás Distribuidora S.A.	Abastecimento	100,00%	100,00%	343	23	Brasil
Termomacaé Ltda.	Gás e Energia	99,99%	99,99%	306	79	Brasil
Companhia Petroquímica de Pernambuco S.A. - PetroquímicaSuape	Abastecimento	100,00%	100,00%	292	(531)	Brasil
Araucária Nitrogenados S.A.	Gás e Energia	100,00%	100,00%	286	(79)	Brasil
Breitener Energética S.A.	Gás e Energia	93,66%	93,66%	227	41	Brasil
Braspetro Oil Services Company - Brasoil (i)	Corporate	100,00%	100,00%	183	204	Ilhas Cayman
Petrobras Comercializadora de Energia Ltda. - PBEN	Gás e Energia	99,91%	99,91%	163	105	Brasil
Termobahia S.A.	Gás e Energia	98,85%	98,85%	151	28	Brasil
Arembepe Energia S.A.	Gás e Energia	100,00%	100,00%	146	50	Brasil
5283 Participações Ltda.	Internacional	100,00%	100,00%	117	(83)	Brasil
Baixada Santista Energia S.A.	Gás e Energia	100,00%	100,00%	103	1	Brasil
Energética Camaçari Muricy I Ltda.	Gás e Energia	100,00%	100,00%	84	51	Brasil
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	E&P	99,00%	99,00%	66	(31)	Brasil
Termomacaé Comercializadora de Energia Ltda	Gás e Energia	100,00%	100,00%	35	4	Brasil
Cordoba Financial Services GmbH (i)	Corporativo	100,00%	100,00%	20	(3)	Áustria
Petrobras Negócios Eletrônicos S.A. - E-Petro	Corporativo	99,95%	99,95%	13	1	Brasil
Downstream Participações Ltda.	Corporativo	99,99%	100,00%	(1)	-	Brasil
Operações em conjunto						
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC	Abastecimento	50,00%	50,00%	94	20	Brasil
Ibiritermo S.A.	Gás e Energia	50,00%	50,00%	59	17	Brasil
Empresas não consolidadas						
Empreendimentos controlados em conjunto						
Logum Logística S.A.	Abastecimento	20,00%	20,00%	126	(62)	Brasil
Cia Energética Manauara S.A.	Gás e Energia	40,00%	40,00%	52	1	Brasil
Petrocoque S.A. Indústria e Comércio	Abastecimento	50,00%	50,00%	50	14	Brasil
Brentech Energia S.A.	Gás e Energia	30,00%	30,00%	28	15	Brasil
Brasympe Energia S.A.	Gás e Energia	20,00%	20,00%	28	(1)	Brasil
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	Abastecimento	33,20%	50,00%	25	(1)	Brasil
METANOR S.A. - Metanol do Nordeste	Abastecimento	34,54%	34,54%	20	2	Brasil
Eólica Mangue Seco 4 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00%	49,00%	15	-	Brasil
Eólica Mangue Seco 3 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00%	49,00%	15	-	Brasil
Eólica Mangue Seco 2 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	51,00%	51,00%	14	-	Brasil
Eólica Mangue Seco 1 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00%	49,00%	13	(1)	Brasil
Companhia de Coque Calcinado de Petróleo S.A. - COQUEPAR	Abastecimento	45,00%	45,00%	4	(13)	Brasil
Participações em Complexos Bioenergéticos S.A. - PCBIOS	Biocombustível	50,00%	50,00%	-	(27)	Brasil
GNL do Nordeste Ltda.	Gás e Energia	50,00%	50,00%	-	-	Brasil
Coligadas						
Fundo de Investimento em Participações de Sondas	E&P	4,59%	4,59%	2.972	50	Brasil
Sete Brasil Participações S.A.	E&P	5,00%	5,00%	2.883	400	Brasil
Braskem S.A.	Abastecimento	36,20%	47,03%	2.274	367	Brasil
UEG Araucária Ltda.	Gás e Energia	20,00%	20,00%	370	201	Brasil
Deten Química S.A.	Abastecimento	27,88%	27,88%	123	25	Brasil
Energética SUAPE II	Gás e Energia	20,00%	20,00%	82	31	Brasil
Termoelétrica Potiguar S.A. - TEP	Gás e Energia	20,00%	20,00%	27	(6)	Brasil
Nitroclor Ltda.	Abastecimento	38,80%	38,80%	-	-	Brasil
Bioenergética Britarumã S.A.	Gás e Energia	30,00%	30,00%	-	-	Brasil

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

(ii) Participação de 11,88% da 5283 Participações Ltda. Na PIB BV que, portanto, é uma subsidiária integral

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

11.2. Investimentos em associadas e joint ventures

	Valor contábil dos investimentos		Participação de ganhos nos investimentos	
	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013
Investimentos avaliados por equivalência patrimonial				
Braskem S.A.	1.711	2.201	141	68
Petrobras Oil & Gas B.V. - PO&G	1.714	1.707	126	229
Guarani S.A.	518	510	(24)	(13)
Distribuidoras estatais de gás natural	340	533	121	128
Nova Fronteira Bioenergia S.A.	163	170	16	(6)
Petrowayu S.A.	136	185	(62)	(1)
Petroritupano S.A.	112	198	(109)	(38)
Outras investidas petroquímicas	66	84	2	12
UEG Araucária Ltda	73	59	45	3
Petrokariña S.A.	45	66	(27)	(10)
Transierra S.A.	-	68	8	5
Outras coligadas	858	863	(19)	130
	5.736	6.644	218	507
Outras investidas	17	22	-	-
	5.753	6.666	218	507

11.3. Investimentos em empresas com ações negociadas em bolsas

Empresa	Lote de mil ações		Tipo	Cotação em bolsa de valores (R\$ por ação)		Valor de mercado	
	31.12.2014	31.12.2013		31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013
Controlada indireta							
Petrobras Argentina S.A.	1.356.792	1.356.792	ON	0.65	0.80	879	1.083
						879	1.083
Coligada							
Braskem S.A.	212.427	212.427	ON	4.07	7.04	864	1.496
Braskem S.A.	75.793	75.793	PNA	6.59	8.96	499	680
						1.363	2.176

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

Braskem S.A. - Investimento em coligada com ações negociadas em bolsas de valores:

As principais estimativas utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso da Braskem foram apresentadas na nota explicativa 14.2.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

11.4. Acionistas não controladores

O total dos acionistas não controladores no patrimônio líquido da Companhia em 31 de dezembro de 2014 é de US\$ 706, dos quais US\$ 484 são atribuíveis à Petrobras Argentina S.A. A seguir estão apresentadas suas informações contábeis sumarizadas:

	Petrobras Argentina S.A.	
	2014	2013
Ativo circulante	1.008	980
Ativo realizável a longo prazo	83	174
Imobilizado	1.355	1.468
Outros ativos não circulantes	410	636
	2.856	3.258
Passive circulante	689	618
Passive não circulante	693	834
Patrimônio líquido	1.474	1.806
	2.856	3.258
Receita de vendas	145	254
Lucro líquido	43	139
Aumento (redução) de caixa e caixa equivalentes	118	(40)

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, que possui 67,19% de participação nesta empresa.

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:

	2014			
	Empreendimentos controlados em conjunto		Coligadas	
	País	Exterior	País	Exterior
Ativo circulante	1.474	1.347	10.701	2.241
Ativo realizável a longo prazo	438	40	2.695	210
Imobilizado	1.598	3.014	12.207	3.600
Outros ativos não circulantes	753	18	4.342	79
	4.263	4.419	29.945	6.130
Passivo circulante	1.841	503	6.795	3.482
passivo não circulante	732	1.438	13.426	992
Patrimônio líquido	1.681	2.328	9.779	1.656
Participação dos acionistas não controladores	9	150	(55)	–
	4.263	4.419	29.945	6.130
Receita de venda	5.583	2.491	22.540	189
Lucro líquido do exercício	144	252	769	331
Participação acionária - %	20 a 83%	34 a 50%	5 a 49%	11 a 49%

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

	2013			
	Empreendimentos controlados em conjunto		Coligadas	
	País	Exterior	País	Exterior
Ativo circulante	1.603	1,349	9,677	2,749
Ativo realizável a longo prazo	830	81	3,103	53
Imobilizado	1.639	2,879	13,141	2,783
Outros ativos não circulantes	933	50	2,945	71
	5.005	4,359	28,866	5,656
Passivo circulante	1.733	495	6,750	2,562
Passivo não circulante	1.022	1,442	13,864	1,035
Patrimônio líquido	2.240	2,268	8,190	2,059
Participação dos acionistas não controladores	10	154	62	–
	5.005	4,359	28,866	5,656
Receita de vendas	5.646	1,791	21,363	93
Lucro líquido do exercício	254	507	1,201	322
Participação acionária - %	20 a 83%	34 a 50%	5 a 49%	11 a 49%

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

12. Imobilizado

12.1. Por tipo de ativos

	Terrenos, Equipamento edificações e bens		Ativos em construção (*)	Gastos c/exploração e desenv. Produção de petróleo e gás (campos produtores)	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2013	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 exaustão	(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 exaustão 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
Adições	30	2.031	30.362	580	33.003
Constituição/revisão de estimativa de desmantelamento de áreas	-	-	-	1.999	1.999
Juros capitalizados	-	-	3.592	-	3.592
Baixas	(9)	(57)	(4.024)	(196)	(4.286)
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	(35)	(1.160)	(1.078)	(91)	(2.364)
Transferências (****)	2.685	25.371	(36.178)	23.078	14.956
Depreciação, amortização e exaustão	(534)	(7.381)	-	(4.888)	(12.803)
Impairment - constituição (nota 14)(****)	(899)	(1.398)	(11.670)	(2.839)	(16.806)
Impairment - reversão (****)	-	17	-	3	20
Ajuste acumulado de conversão	(1.071)	(9.832)	(7.819)	(7.760)	(26.482)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	8.035	97.996	52.943	59.756	218.730
Custo	10.979	142.030	52.943	88.023	293.975
Depreciação, amortização e exaustão acumulada	(2.944)	(44.034)	-	(28.267)	(75.245)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	8.035	97.996	52.943	59.756	218.730
Tempo de vida útil médio ponderado em anos	40 (25 a 50) (exceto terrenos)	20 (3 a 31) (**)		Método da unidade produzida	

(*) Os saldos por área de negócio são apresentados na nota explicativa 29

(**) Contempla ativos de exploração e produção depreciados pelo método das unidades produzidas.

(***) Inclui o montante de US\$ 10.446 (US\$ 22.134 em 2013), reclassificado do Ativo Intangível para o Imobilizado em 2014, em decorrência da declaração de comercialidade de áreas vinculadas ao Contrato de Cessão Onerosa (nota explicativa 12.3).

(****) Reconhecido na demonstração de resultado.

Em 31 de dezembro de 2014, o imobilizado inclui bens decorrentes de arrendamento no total de US\$ 72 (US\$ 86 em 31 de dezembro de 2013).

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

12.2. Vida útil estimada

Edificações, benfeitorias, equipamentos e outros bens

Vida útil estimada	Depreciação	
	Custo	Saldo em 2014
até 5 anos	4.534	(2.862)
6 - 10 anos	10.897	(5.278)
11 - 15 anos	1.044	(486)
16 - 20 anos	47.225	(12.341)
21 - 25 anos	19.962	(6.616)
25 - 30 anos	22.727	(4.097)
30 anos em diante	25.055	(5.129)
Método da Unidade Produzida	20.957	(10.168)
	152.401	(46.977)
Edificações e benfeitorias	10.371	(2.943)
Equipamentos e outros bens	142.030	(44.034)

A estimativa da vida útil econômica dos equipamentos e outros bens foi revisada em 2014, tendo como base laudos elaborados por avaliadores internos.

12.3. Direito de exploração de petróleo - Cessão Onerosa

O Contrato de Cessão Onerosa, 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.

Em 29 de dezembro de 2014, a Companhia submeteu à ANP a última declaração de comercialidade do Bloco de Entorno de Iara e, com isso, encerrou-se a fase exploratória do Contrato de Cessão Onerosa.

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 revisão do contrato foi iniciada em janeiro de 2014, após as duas primeiras declarações de comercialidade, nos blocos de Franco e Sul de Tupi e, após a última declaração de comercialidade, passou a abranger, a partir de janeiro de 2015, todas as áreas. A conclusão da revisão do Contrato de Cessão Onerosa ocorrerá após a revisão de todas as áreas, não estando estabelecida uma data para seu término.

Para a referida revisão, estão sendo considerados os custos já realizados até o momento nas áreas e as previsões de custo e produção estimadas quando da elaboração dos laudos técnicos independentes. Como resultado desta etapa, poderão ser revistos: (i) os compromissos de Conteúdo Local; (ii) o volume total de barris alocados a este contrato; e (iii) o valor pago por este contrato.

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.

A Companhia efetuará os respectivos ajustes nos preços de aquisição quando os efeitos da referida revisão tornarem-se prováveis e mensuráveis.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

O encerramento da fase exploratória do Contrato de Cessão Onerosa também acarretou, no exercício de 2014, na reclassificação dos valores pagos na aquisição dos blocos Florim (atual Campo de Itapu), Sul de Guará (atual Campo de Sul de Sapinhoá), Entorno de Iara (atuais Campo de Norte de Berbigão, Campo de Sul de Berbigão, Campo de Norte de Sururu, Campo de Sul de Sururu e Campo de Atapu) e Nordeste de Tupi (atual Campo de Sépia) do Ativo Intangível para o Ativo Imobilizado, no montante de US\$ 10.446. Em 2013, os custos de aquisição de Franco (atual campo Búzios) e Sul de Tupi (atual campo Sul de Lula) foram reclassificados do Ativo Intangível par Ativo Imobilizado.

Em 31 de dezembro de 2014, o imobilizado da Companhia inclui o total de US\$ 28.164 (US\$ 21.510 em 31 de dezembro de 2013), relativos ao Contrato de Cessão Onerosa.

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.

12.4. Refinarias Premium I e II

Em 22 de janeiro de 2015, a Companhia decidiu encerrar os projetos de investimento para a implantação das refinarias Premium I e Premium II.

Consideradas as taxas previstas de crescimento dos mercados interno e externo de derivados e da ausência de parceiro econômico para a implantação, condição prevista no Plano de Negócios e Gestão da Companhia, PNG 2014-2018, a Companhia entendeu que deveria encerrar estes projetos de implantação.

O encerramento destes dois projetos gerou uma perda de US\$ 1.236, reconhecida em outras despesas líquidas.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

13. Intangível

13.1. Por tipo de ativos

	Softwares			Total
	Direitos e Concessões	Adquiridos internamente	Desenvolvidos	
Saldo em 1º de janeiro de 2013	38.513	188	577	39.739
Adição	2.931	33	128	3.092
Juros capitalizados	-	-	12	12
Baixa	(80)	(2)	(3)	(85)
Transferências (**)	(22.222)	(15)	(14)	(22.268)
Amortização	(38)	(47)	(133)	(218)
Impairment - constituição	(524)	-	-	(524)
Ajuste acumulado de conversão	(4.199)	(15)	(71)	(4.329)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	14.381	142	496	15.419
Custo	14.804	607	1.442	17.253
Amortização acumulada	(423)	(465)	(946)	(1.834)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	14.381	142	496	15.419
Adição	92	41	118	251
Juros capitalizados	-	-	8	8
Baixa	(93)	(5)	(10)	(108)
Transferências (**)	(10.346)	7	9	(10.331)
Amortização	(35)	(54)	(131)	(220)
Impairment - constituição	(8)	-	-	(8)
Impairment - reversão	6	-	-	6
Ajuste acumulado de conversão	(405)	(12)	(58)	(508)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	3.592	119	432	4.509
Custo	4.003	578	1.281	6.228
Amortização acumulada	(411)	(459)	(849)	(1.719)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	3.592	119	432	4.509
Tempo de vida útil estimado - anos	(*)	5	5	Indefinida

(*) O saldo é composto, preponderantemente, por ativos com vida útil indefinida. A avaliação de vida útil indefinida é revisada anualmente para determinar se continua justificável.

(**) Inclui o montante de US\$ 10.446 (US\$ 22.134 em 2013), reclassificado do Ativo Intangível para o Imobilizado em 2014, em decorrência da declaração de comercialidade de áreas vinculadas ao Contrato de Cessão Onerosa (Franco e Sul de Tupi em 2013 e Florim, Sul de Guará e Nordeste de Tupi em 2014) – Nota explicativa 12.3.

Em 31 de dezembro de 2013, a Companhia tinha ativos intangíveis no valor de US\$ 10.424 com relação aos custos de aquisição segundo os termos do Contrato de Cessão. Esse valor foi reclassificado de ativo intangível para ativo imobilizado em 2014, após a declaração de comercialização de blocos remanescentes e a conclusão do estágio de exploração, conforme definido na Nota 12.3.

13.2. Devolução à ANP de áreas na fase de exploração e campos de petróleo e gás natural

Em 2014, os direitos sobre os blocos exploratórios devolvidos para a ANP totalizaram US\$ 83 (US\$ 61 em 2013), localizados nas áreas abaixo:

Área	Em fase exploratória	
	Concessão exclusiva	Parceria
Bacia de Campos	5	-
Bacia de Santos	3	3
Bacia de Solimões	2	-
Bacia de Espírito Santo	1	2
Bacia de Recôncavo	1	1
Bacia de Potiguar	1	-
Bacia de Jequitinhonha	1	-
Bacia de Camamu Almada	-	1
Bacia de Pará - Maranhão	-	3
Bacia de Parnaíba	-	1

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

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

Os seguintes campos foram devolvidos à ANP durante o exercício de 2014: Cação, Carapiá, Moréia, Caravela, Cavalo Marinho, Estrela do Mar, Tubarão, Rio Mariricu, Rio Mariricu Sul, Lagoa Parda Sul, Urutau, Iraúna e Mosquito Norte.

13.4. Direito de exploração de petróleo - Partilha de Produção

Em 2 de dezembro de 2013, após um leilão público realizado em 21 de outubro de 2013, o Consórcio Libra, composto pela Petrobras (40%), Shell (20%), Total (20%), Petrochina (10%) e CNOOC (10%), celebrou o Contrato de Partilha de Produção com o Governo Federal brasileiro, através da ANP e Empresa Brasileira de Administração

Nos termos do contrato, foram concedidos ao consórcio 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, com prazo de duração de 35 anos e não sujeito a renovação.

Um bônus de assinatura no valor de US\$ 6.589 foi pago em parcela única, cabendo à Companhia o valor de US\$ 2.636, referente à sua participação no consórcio, registrado como Direitos e Concessões em 2013.

13.5. Concessão de serviços de distribuição de gás natural canalizado

Em 31 de dezembro de 2014, o ativo intangível inclui contratos de concessão de distribuição de gás natural canalizado no Brasil, no total de US\$ 210, com prazos de vencimento entre 2029 e 2043, podendo ser prorrogado. As concessões preveem a distribuição para os setores industrial, residencial, comercial, veicular, climatização, transportes e outros.

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

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

14. Redução ao valor recuperável dos ativos (*Impairment*)

14.1. Imobilizado e Intangível

Na avaliação de recuperabilidade de seus ativos imobilizados e intangíveis, a Companhia prioriza o emprego do valor em uso dos ativos (individualmente, ou agrupados em unidades geradoras de caixa - UGC) a partir de projeções que consideram: (i) a vida útil estimada do ativo ou do conjunto de ativos que compõem a UGC; (ii) premissas e orçamentos aprovados pela Administração da Companhia para o período correspondente ao ciclo de vida esperado, em razão das características dos negócios; e (iii) taxa de desconto pré-imposto, que deriva da metodologia de cálculo do custo médio ponderado de capital (*weighted average cost of capital* - WACC) pós-imposto. A definição de unidades geradoras de caixa (UGCs) está descrita na nota explicativa 5.2.

As principais estimativas utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso das UGCs, foram: i) taxa de câmbio média estimada de R\$ 2,85 para US\$ 1 em 2015 e 2016 (convergindo para R\$ 2,61 a longo prazo); e, ii) cotação do Brent de US\$ 52 em 2015, alcançando US\$ 85 a longo prazo.

14.1.1. Mudanças na agregação de ativos que compõem unidades geradoras de caixa

Conforme nota 5.2, a Companhia excluiu 2 ativos da Unidade Geradora de Caixa do Abastecimento, que são: (i) Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj) e (ii) 2º trem de refino da Refinaria Abreu e Lima (RNEST); e um ativo da Unidade Geradora de Caixa do Gás Natural: Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (UFN III).

a) UGC Abastecimento

A Companhia agregou em uma unidade geradora de caixa chamada UGC Abastecimento, todo o conjunto de suas refinarias, seus terminais e dutos, bem como seus ativos logísticos operados pela Transpetro, localizados no Brasil.

Entretanto, durante o trimestre findo em 31 de dezembro de 2014, novas circunstâncias levaram a Administração da Companhia a reavaliar alguns de seus projetos em andamento. Através desse processo, a Companhia optou por postergar, por um extenso período, os seguintes projetos: (i) Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj); e (ii) 2º trem de refino da Refinaria Abreu e Lima (RNEST). Em função disso, em 31 de dezembro de 2014, os ativos em construção no âmbito desses projetos deixaram de pertencer à UGC Abastecimento e passaram a ser testados individualmente.

Tais circunstâncias incluem: i) redução das receitas operacionais esperadas no futuro devido ao declínio dos preços do petróleo no mercado internacional; ii) desvalorização do Real, que aumenta a necessidade de caixa para cumprir com o serviço de suas dívidas em moeda estrangeira no curto prazo; iii) dificuldades de acesso ao mercado de capitais; e iv) insolvência de empreiteiras e fornecedores, com carência no mercado de fornecedores qualificados disponíveis (como resultado das investigações da Operação Lava Jato ou por outros motivos)).

O Comperj foi concebido para expandir a capacidade de refino da Petrobras, tendo uma capacidade de processamento de 165 mil barris de petróleo por dia. Dessa forma, objetiva-se atender ao crescimento da demanda de derivados no Brasil, como óleo diesel, nafta petroquímica, querosene de aviação (QAV), coque e GLP (gás de cozinha) e óleo combustível.

A RNEST foi projetada para processar 230 mil barris de petróleo por dia com uma capacidade de produção de 70% desse volume em diesel, e com possibilidade de expansão para 260 mil barris de petróleo por dia através do Programa de Elevação de Médios e Gasolina (Promega). O processo de refino compreende dois trens de produção idêntica, com uma capacidade de 115 mil barris cada. Cada trem tem unidades de destilação atmosférica,

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

coqueamento retardado, hidrotratamento de diesel e nafta, geração de hidrogênio, tratamento de amônia, tratamento de água ácida e regeneração cáustica, bem como as unidades auxiliares.

A Companhia considerou que a postergação desses projetos por um extenso período corresponde a um evento significativo que justifica a retirada do Comperj e do 2º trem de refino da RNEST da UGC Abastecimento, para que os mesmos tenham suas respectivas recuperabilidades testadas separadamente. No entendimento da Petrobras, seria inapropriado manter a UGC Abastecimento inalterada por um extenso período com base, exclusivamente, nas expectativas da Administração quanto ao uso futuro esperado desses ativos, sem a continuidade das obras para corroborar essas expectativas.

b) UGC Gás Natural

A Companhia agregou em uma unidade geradora de caixa chamada UGC Gás Natural, todo o 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), localizados no Brasil.

Entretanto, durante o trimestre findo em 31 de Dezembro de 2014, após interrupção das obras da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (MS), a Companhia rescindiu o contrato por motivo de baixa performance do Consórcio UFN III. Posteriormente a esta paralisação, a Companhia optou por reavaliar seu cronograma de implantação, postergando as ações necessárias à contratação de nova empresa para execução do escopo remanescente, enquanto perdurarem as medidas de preservação do caixa da Companhia. Em função disso, os ativos em construção no âmbito desse projeto deixaram de pertencer à UGC Gás Natural, em 31 de dezembro 2014, passando a ser testados individualmente.

A UFN III terá capacidade para produzir, anualmente, 1,2 milhão de toneladas de ureia e 70 mil toneladas de amônia, atendendo, preferencialmente, os mercados dos estados de Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Goiás, São Paulo e Paraná.

14.1.2. Testes de perda no valor de recuperação de ativos (imobilizado e intangível)

Em 31 de dezembro de 2014, a Companhia identificou a necessidade de testes de perda por desvalorização ou de reversão de desvalorização para determinados ativos e unidades geradoras de caixa. As perdas e reversões oriundas dos testes realizados foram reconhecidas no resultado do exercício. Os resultados dos testes são apresentados a seguir:

Ativo ou UGC, por natureza	Valor contábil	Valor recuperável	Preda por	Segmento	Comentários
			desvalorização (*) / (**)		
Campos de Produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	6.425	4.863	1.562	Exploração e Produção, Brasil	item (a)
Equipamentos vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços	1.091	555	536	Exploração e Produção, Brasil	item (b)
Campos de produção de óleo e gás no exterior	3.126	1.458	1.668	Exploração e Produção, Internacional	item (c)
Comperj	9.721	1.501	8.220	Abastecimento, Brasil	item (d)
2º trem de refino da RNEST	6.207	2.765	3.442	Abastecimento, Brasil	item (e)
Complexo Petroquímico Suape	2.847	1.726	1.121	Abastecimento, Brasil	item (f)
Araucária	367	251	116	Gás e Energia - Brasil	item (g)
NSS Japão	129	-	129	Abastecimento, Internacional	item (h)
Outros	26	32	(6)		
Total	29.939	13.151	16.788		

(*) Constituição e reversão de *impairment*.

(**) Não inclui *impairment* de ativos classificados como mantidos para venda de US\$ 35.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

a) Campos de produção de óleo e gás no Brasil

As nossas avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil, sob o regime de concessão, resultaram no reconhecimento de perdas por desvalorização no valor de US\$ 1.562. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 7,2% a.a. (6,1% a.a. em 2013), que deriva da metodologia do WACC para o setor de Exploração e Produção. Essas perdas estão relacionadas, predominantemente, aos campos de Frade, Pirapitanga, Tambuatá, Carapicu e Piracucá, que provém de revisão de premissas e da recente queda dos preços do petróleo no mercado internacional.

b) Equipamentos vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil

Nas nossas avaliações dos ativos que atuam na produção e perfuração dos ativos, não vinculados diretamente aos campos de produção de óleo e gás, foram identificadas perdas por desvalorização de US\$ 536. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 8% a.a. (6,6% a.a. em 2013), que deriva da metodologia do WACC para o setor de Equipamentos e Serviços da Indústria de óleo e gás. Essas perdas foram reconhecidas, principalmente, em função de futura ociosidade de duas sondas de perfuração e desmobilização de duas plataformas não alocadas em campos em 31 de dezembro de 2014.

c) Campos de produção de óleo e gás no exterior

Os testes de redução ao valor recuperável, dos campos de produção de óleo e gás no exterior, apresentados como ativos do segmento de Exploração e Produção da área internacional, resultaram no reconhecimento de perda por desvalorização no valor de US\$ 1.668. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 5,4% a 11,2% a.a. (5,1% a 10,9% a.a. em 2013), que deriva da metodologia do WACC para o setor de Exploração e Produção, considerando o país de atuação. A perda está relacionada, principalmente, aos campos de produção de óleo e gás de Cascade e Chinook, US\$ 1.567, localizados nos Estados Unidos, em função da revisão de premissas de preço, decorrente da recente queda das cotações dos preços do petróleo no mercado internacional.

d) Comperj

As nossas avaliações dos ativos de refino do Comperj resultaram no reconhecimento de perdas por desvalorização no valor de US\$ 8.220. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 7% a.a. (5,8% a.a. em 2013, quando testado no âmbito da UGC Abastecimento), que deriva da metodologia do WACC para o setor de refino. Essas perdas decorreram, principalmente, em função: (i) problemas no planejamento dos projetos; (ii) utilização de taxa de desconto considerando a inclusão de um prêmio de risco específico para os projetos postergados; (iii) postergação da expectativa de entrada de caixa em função da postergação do projeto; e (iv) conjuntura atual de menor crescimento econômico.

e) 2º trem de refino da RNEST

As nossas avaliações dos ativos de refino do 2º Trem da RNEST resultaram no reconhecimento de perdas por desvalorização no valor de US\$ 3.442. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 7% a.a. (5,8% a.a. em 2013, quando testado no âmbito da UGC Abastecimento), que deriva da metodologia do WACC para o setor de refino. Essas perdas decorreram, principalmente, em função: (i) problemas no planejamento dos projetos; (ii) utilização de taxa de desconto considerando a inclusão de um prêmio de risco específico para os projetos postergados; (iii)

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

postergação da expectativa de entrada de caixa em função da postergação do projeto; e (iv) conjuntura atual de menor crescimento econômico.

f) Complexo Petroquímico Suape

A avaliação de recuperabilidade dos ativos da Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco SA - CITEPE e Companhia Petroquímica de Pernambuco SA - Petroquímica Suape, resultou em uma provisão de perda de US\$ 1.121. Os fluxos de caixa futuros consideraram: horizonte de projeção de 30 anos, com perpetuidade sem crescimento; premissas e orçamentos das companhias; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 6,2% a.a. (5,4% a.a. em 2013), que deriva da metodologia do WACC para o setor petroquímico. Este resultado está relacionado, principalmente, à revisão das projeções de mercado e das premissas de preço, que foram atualizadas em virtude do nível de atividade econômica e da redução dos spreads deste setor no mercado internacional, além de alterações no ambiente tributário.

g) Araucária Nitrogenados S.A.

A avaliação de recuperabilidade dos ativos da Araucária Nitrogenados S.A. resultou em uma perda de US\$ 116. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 6,1% a.a. (5,9% a.a. em 2013), que deriva da metodologia do WACC para o setor de Fertilizantes. Esse resultado foi motivado por aspectos operacionais que requereram novos investimentos ao longo do período de 2014.

h) Refinaria Nansei Sekiyu K.K.

As avaliações de recuperabilidade, dos ativos do segmento de abastecimento na área internacional, resultaram em uma perda de US\$ 129, proveniente dos ativos da refinaria Nansei Sekiyu K.K., no Japão, decorrente da decisão de encerramento das atividades de refino no Japão.

14.2. Investimento em coligadas e em empreendimentos controlados em conjunto (incluindo ágio)

Nas avaliações de recuperabilidade dos investimentos em coligadas e empreendimentos em conjunto, incluindo ágio, foi utilizado o método do valor em uso, a partir de projeções que 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 ou CAPM, conforme metodologia de aplicação.

A seguir são apresentados os principais investimentos em coligadas e empreendimentos em conjunto em 31 de dezembro de 2014 que contemplam ágio:

Investimentos	Segmento	Taxa de desconto pós-imposto (moeda constante), a.a. (*)	Valor em uso	Valor contábil
Braskem S.A.	Abastecimento	9,7% a 10,1%	3.330	1.711
Distribuidoras Estaduais de Gás Natural	Gás Natural	4,8%	1.276	340
	Biocombustíveis			
Guarani S.A.	s	7,3%	850	518

(*) Taxa de desconto pós-imposto de 2013 (moeda constante, a.a.) de 8,9% a 9,6% para Braskem; 4,1% para as Distribuidoras Estaduais de Gás Natural; e 5,9% para a Guarani.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

14.3. 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 2014, a participação da Petrobras nas ações ordinárias (47% do total) e nas ações preferenciais (22% do total) da Braskem, foi avaliada em US\$ 1.363, conforme descrito na nota explicativa 11.4. 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.

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\$ 2,85 para US\$ 1,00 em 2015 e 2016 (convergindo para R\$ 2,61 a longo prazo); ii) cotação do Brent de US\$ 52 em 2015, alcançando US\$ 85,00 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.

O valor contábil dos investimentos em 31 de dezembro de 2014 foi de US\$ 1.711 (US\$ 2.201 em 31 de dezembro de 2013).

14.4. Provisão Para Perdas em Investimentos

As operações de E&P das afiliadas da Petrobras Argentina S.A. (subsidiária da Petrobras International Braspetro B.V. – PIB BV) e de uma joint venture da PIB BV, Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&G) na África foram negativamente afetadas por uma queda internacional nos preços do petróleo bruto. As provisões para perdas sobre esses investimentos foram reconhecidas nos valores de US\$ 163 e US\$ 88, respectivamente, em participação de ganhos em investimentos contabilizados pelo método da equivalência patrimonial.

14.5. Ativos classificados como mantidos para venda

Em decorrência da aprovação da Administração da Companhia para alienação das sondas de perfuração PI, PIII, PIV, PV e a plataforma 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\$ 35.

15. Atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás

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.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

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 às atividades exploratórias em reservas não provadas, são apresentadas na tabela a seguir:

Custos de exploração reconhecidos no Ativo (*)	31.12.2014	31.12.2013
Imobilizado		
Saldo inicial	8.802	10.649
Adições aos custos capitalizados aguardando determinação de reservas provadas	4.272	4.981
Custos de exploração capitalizados debitados como despesas	(1.366)	(1.251)
Transferências quando do reconhecimento de reservas provadas	(3.835)	(4.174)
Ajustes acumulados de conversão	(873)	(1.403)
Saldo final	7.000	8.802
Intangível (**)	3.044	13.880
Total dos custos de exploração reconhecidos no ativo	10.044	22.682

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

(**) Saldos de 2013 incluem os direitos de exploração vinculados ao contrato de Cessão Onerosa, conforme descrito na nota explicativa 12.3.

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

Custos de exploração reconhecidos no resultado	2014	2013	2012
Despesas com geologia e geofísica	830	968	1.022
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura)	2.178	1.892	2.847
Outras despesas exploratórias	50	99	89
Total das despesas	3.058	2.959	3.958

Caixa utilizado nas atividades	2014	2013	2012
Operacionais	879	1.073	1.139
Investimentos	4.899	8.605	6.640
Total de caixa utilizado	5.778	9.678	7.779

15.1. Tempo de capitalização

As tabelas abaixo definem os valores dos custos de exploração de poços que têm sido capitalizados por um período de 12 meses ou um período superior a um ano após a conclusão da perfuração, o número de projetos aos quais os custos tenham sido capitalizados por um período superior a um ano e o vencimento desses valores anualmente (inclusive o número de poços aos quais os custos estão relacionados).

Custos de exploração capitalizados por tempo de existência (*)	2014	2013
Custos de prospecção capitalizados até um ano	2.024	2.568
Custos de prospecção capitalizados acima de um ano	4.976	6.234
Custos totais de exploração de poços capitalizados	7.000	8.802
Número de projetos com custos de exploração capitalizados acima de um ano	69	86

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

	Custos capitalizados (2014)	Número de poços
2013	1.963	32
2012	1.500	25
2011	637	15
2010	291	5
2009 e anos anteriores	585	15
Número de projetos com custos de prospecção capitalizados acima de um ano	4.976	92

(*) Valores pagos para obtenção de direitos e concessões para a exploração de petróleo e gás (custos de aquisição capitalizados) não estão incluídos.

Do total de US\$ 4.976 para 69 projetos que incluem poços em andamento por mais de um ano desde a conclusão das atividades de perfuração, sendo que (i) US\$ 3.850 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 (ii) US\$ 1.126 foram incorridos em custos referentes às atividades necessárias à avaliação das reservas e o possível desenvolvimento das mesmas.

16. Fornecedores

	2014	2013
Terceiros no País	4.949	5.346
Terceiros no Exterior	4.240	6.061
Partes relacionadas	571	512
Saldo total no Passivo Circulante	9.760	11.919

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.

A Companhia possui obrigações relacionadas aos contratos de financiamento (*covenants*), dentre elas a de apresentação das demonstrações contábeis no prazo de 90 dias para os períodos intermediários, sem revisão dos auditores independentes, e de 120 dias para o encerramento do exercício, com prazos de cura que ampliam esses períodos em 30 e 60 dias, dependendo do financiamento. A apresentação das demonstrações contábeis nos prazos definidos contratualmente é uma exigência que consta na maioria dos contratos de financiamento e o não cumprimento pode gerar um vencimento antecipado das dívidas.

As movimentações dos saldos de longo prazo dos financiamentos são apresentadas a seguir:

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

	Agência de Crédito de Exportação	Mercado Bancário	Mercado de Capitais	Outros	Total
Não circulante					
No país					
Saldo inicial em 1º de janeiro de 2013	-	30.977	1.255	64	32.296
Adições (novo financiamento obtido)	-	10.463	237	-	10.700
Juros incorridos no exercício	-	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 (novo financiamento obtido)	1.557	9.178	10.990	87	21.812
Juros incorridos no exercício	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 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
Não circulante					
No país					
Saldo inicial em 1º de janeiro de 2014	-	29.000	1.211	49	30.260
Adições (novo financiamento obtido)	-	4.319	359	-	4.678
Juros incorridos no exercício	-	202	2	-	204
Variações monetárias e cambiais	-	1.033	79	1	1.113
Transferência de Longo Prazo para Curto Prazo	-	(1.440)	(156)	(18)	(1.614)
Ajuste acumulado de conversão	-	(3.826)	(194)	(4)	(4.024)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	-	29.288	1.301	28	30.617
No exterior					
Saldo inicial em 1º de janeiro de 2014	5.805	26.908	42.572	690	75.975
Adições (novo financiamento obtido)	281	6.710	13.766	-	20.757
Juros incorridos no exercício	4	22	46	8	80
Variações monetárias e cambiais	103	412	(1.433)	20	(898)
Transferência de Longo Prazo para Curto Prazo	(742)	(3.411)	(1.260)	(42)	(5.455)
Ajuste acumulado de conversão	(207)	(743)	119	(27)	(858)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	5.244	29.898	53.810	649	89.601
Saldo total em 31 de dezembro de 2014	5.244	59.186	55.111	677	120.218
				12.31.2014	12.31.2013
Endividamento de curto prazo				3.484	3.654
Parcela circulante do longo prazo				6.845	3.118
Juros provisionados				1.539	1.229
				11.868	8.001

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

17.1. Informações resumidas sobre os financiamentos (passivo circulante e não circulante)

Vencimento em	até 1 ano	1 a 2 anos	2 a 3 anos	3 a 4 anos	4 a 5 anos	5 anos em diante	Total (*)	Valor justo
Financiamentos em Reais (R\$):	1.413	2.787	2.387	2.565	4.179	10.094	23.425	20.176
Indexados a taxas flutuantes	889	2.365	1.713	1.928	3.556	7.755	18.206	
Indexados a taxas fixas	524	422	674	637	623	2.339	5.219	
Taxa média dos financiamentos	9,9%	11,9%	13,7%	11,0%	10,2%	8,2%	10,0%	
Financiamentos em Dólares (US\$):	9.345	8.986	8.754	11.102	17.730	30.394	86.311	80.558
Indexados a taxas flutuantes	7.368	4.314	5.067	8.645	12.542	8.608	46.544	
Indexados a taxas fixas	1.977	4.672	3.687	2.457	5.188	21.786	39.767	
Taxa média dos financiamentos	3,0%	4,3%	4,5%	4,1%	4,2%	5,3%	4,5%	
Financiamentos em R\$ indexados ao US\$:	258	391	700	699	696	6.118	8.862	9.584
Indexados a taxas flutuantes	17	19	19	18	15	50	138	
Indexados a taxas fixas	241	372	681	681	681	6.068	8.724	
Taxa média dos financiamentos	6,9%	7,1%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	
Financiamentos em Libras (£)	72	-	-	-	-	2.674	2.746	2.400
Indexados a taxas fixas	72	-	-	-	-	2.674	2.746	
Taxa média dos financiamentos	4,1%	-	-	-	-	6,2%	6,2%	
Financiamentos em lenes	443	392	94	85	-	-	1.014	1.030
Indexados a taxas flutuantes	86	85	85	85	-	-	341	
Indexados a taxas fixas	357	307	9	-	-	-	673	
Taxa média dos financiamentos	1,2%	1,9%	1,2%	1,1%	-	-	1,5%	
Financiamentos em Euro	331	13	13	3.338	1.584	4.440	9.719	8.956
Indexados a taxas flutuantes	27	12	12	12	12	190	265	
Indexados a taxas fixas	304	1	1	3.326	1.572	4.250	9.454	
Taxa média dos financiamentos	3,5%	2,1%	2,1%	3,8%	3,9%	4,3%	4,0%	
Financiamentos Outras Moedas	6	3	-	-	-	-	9	9
Indexados a taxas fixas	6	3	-	-	-	-	9	
Taxa média dos Financiamentos	14,0%	15,3%	-	-	-	-	14,4%	
Total em 31 de dezembro de 2014	11.868	12.572	11.948	17.789	24.189	53.720	132.086	122.713
Taxa média dos financiamentos	3,9%	6,0%	6,4%	5,2%	5,3%	6,0%	5,6%	
Total em 31 de dezembro de 2013	8.001	7.266	12.692	8.679	16.051	61.547	114.236	115.238

* Em 31 de dezembro de 2014, o prazo médio de vencimento dos financiamentos é de 6,1 anos (7,1 anos em 31 de dezembro de 2013).

Os valores justos dos financiamentos são principalmente determinados pela utilização de preços cotados em mercados ativos (nível 1), quando aplicável. Quando não há preços cotados em mercado ativo disponível, os valores justos dos financiamentos são determinados por meio de uma curva teórica elaborada com base nos Bonds de maior liquidez da Companhia (nível 2).

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 32.2.

17.2. Taxa média ponderada da capitalização de juros

A taxa de capitalização utilizada para calcular os custos de empréstimos elegíveis à capitalização foi a média ponderada dos custos de empréstimos aplicáveis aos empréstimos em aberto durante o período, que não os empréstimos realizados especificamente para fins de obtenção de um ativo qualificado. Em 2014, a taxa de capitalização foi de 4,9% a.a. (4,5% a.a. em 2013). Essa taxa foi aplicada ao saldo de ativos em construção como base para capitalização dos custos de empréstimos, quando elegíveis.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

17.3. Captações - Saldo a utilizar

Empresa	Contratado	Utilizado	Saldo a utilizar
No exterior			
PGT	500	–	500
Petrobras	2.500	530	1.970
No país			
Transpetro	3.787	1.070	2.717
Petrobras	5.460	4.707	753
PNBV	3.719	372	3.347
Liquigás	53	51	2

17.4. Garantias

As instituições financeiras não requerem garantias para empréstimos e financiamentos concedidos a Petrobras. Excepcionalmente, existem financiamentos concedidos por instrumentos específicos de fomento, que contam com garantias reais.

Os empréstimos obtidos por Entidades Estruturadas estão garantidos pelos próprios ativos dos projetos, bem como por penhor de direitos creditórios e ações das entidades. Certas subsidiárias emitem títulos e valores mobiliários totalmente e incondicionalmente garantidos pela Petrobras (Nota 36).

Os financiamentos junto ao mercado de capitais, que correspondem a títulos emitidos pela Companhia não possuem garantias reais.

18. Arrendamentos mercantis

Os recebimentos/pagamentos mínimos de arrendamento mercantil financeiro e de contratos não canceláveis de arrendamento mercantil operacional estão descritos a seguir:

	Arrendamento operacional			Arrendamento financeiro			
	Pagamento mínimo futuro	Total de pagamento mínimo futuro a receber	Encargos financeiros anuais	Valor presente do pagamento mínimo de arrendamento a receber	Total do pagamento mínimo futuro	Encargos financeiros anuais	Valor presente do pagamento mínimo de arrendamento
Pagamentos / recebimentos estimados							
2015	14.644	191	(112)	79	21	(5)	16
2016 – 2019	38.499	795	(451)	344	68	(37)	31
2020 em diante	65.261	1.762	(670)	1.091	229	(204)	25
Em 31 de dezembro de 2014	118.404	2.748	(1.233)	1.514	318	(246)	72
Circulante				59			16
Não circulante				1.455			56
Em 31 de dezembro de 2013	125.851			1.521			89

Em 2014, o saldo dos pagamentos mínimos de arrendamento futuros e estimados segundo o arrendamento operacional inclui US\$ 69.565 (US\$ 81.044 em 2013) com relação aos ativos em construção, para os quais o prazo de arrendamento não teve início.

Em 2014, a Companhia reconheceu gastos com arrendamento mercantil operacional no valor de US\$ 10.652 (US\$ 11.520 em 2013).

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

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, controladas, negócios em conjunto, entidades estruturadas consolidadas e coligadas são efetuadas a preços e condições de mercado.

19.1. Transações com empreendimentos em conjunto, coligadas, entidades governamentais e fundos de pensão

As transações significativas resultaram nos seguintes saldos:

	2014	2013	2014	2013
	Resultado	Resultado	Ativo	Passivo
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas				
Distribuidoras estaduais de gás natural	4.507	3.920	506	195
Empresas do setor petroquímico	7.703	7.456	205	82
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	537	940	152	263
	12.747	12.316	863	540
Entidades governamentais				
Títulos públicos federais	662	1.044	4.339	-
Bancos controlados pela União Federal	(3.246)	(1.973)	3.814	28.304
Setor Elétrico (nota explicativa 8.4)	687	747	2.966	-
Contas petróleo e álcool - créditos junto a União Federal (nota explicativa 19.2)	3	-	317	-
Governo Federal - dividendos e juros sobre o capital	22	(18)	-	-
Outros	74	92	241	224
	(1.798)	(108)	11.677	28.528
Planos de pensão	1	-	-	135
	10.950	12.208	12.540	29.203
Receitas, principalmente de vendas	13.207	13.164		
Variações monetárias e cambiais líquidas	(904)	(791)		
Receitas (despesas) financeiras líquidas	(1.353)	(165)		
Ativo Circulante			6.715	7.572
Ativo Não Circulante			5.825	4.550
Passivo Circulante				1.855
Passivo Não Circulante				27.348
	10.950	12.208	12.540	29.203
				12.122
				31.637

19.2. Contas de petróleo e álcool – União Federal

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo da conta era de US\$ 317 (US\$ 357 em 31 de dezembro de 2013) 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.

Após várias tentativas de negociação na esfera administrativa, a Companhia ajuizou uma ação em julho de 2011 para cobrar os recebíveis. O processo judicial encontra-se em fase de perícia.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

19.3. Remuneração da administração 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 2014 e 2013 foram as seguintes:

Remuneração do empregado (os valores se referem à remuneração mensal em dólares norte-americanos)	2014	2013
Menor remuneração	1.064.74	1.126.35
Remuneração média	5.905.34	6.015.75
Maior remuneração	32.309.79	34.743.45
Remuneração do dirigente da Petrobras (maior)	38.798.87	42.511.80

As remunerações totais do pessoal chave da administração da Petrobras são apresentadas a seguir:

	2014			2013		
	Diretores	Conselho	Total	Diretores	Conselho	Total
Salários e benefícios de curto prazo	4,1	0,5	4,6	4,1	0,5	4,6
Previdência social e outros impostos trabalhistas (*)	1,1	0,1	1,2	1,1	0,1	1,2
Benefícios pós-emprego (plano de pensão)	0,3	-	0,3	0,3	-	0,3
Remuneração variável (**)	1,4	-	1,4	1,7	-	1,7
Remuneração total reconhecida na demonstração de resultado	6,9	0,6	7,5	7,2	0,6	7,8
Total remuneração paga	6,5	0,6	7,1	6,1	0,6	6,7

Número de membros

(*) A remuneração dos administradores tem por base dispositivos legais, além de diretrizes estabelecidas pelo Departamento de Coordenação e Governança das Empresas Estatais - DEST que orientou a inclusão dos encargos sociais na remuneração proposta na Assembleia Geral Ordinária de 2014. Esses encargos já eram praticados em 2013, mas não eram evidenciados nas notas explicativas.

(**) A remuneração variável da diretoria executiva da Petrobras é com base no alcance de metas operacionais e financeiras estabelecidas em Programa específico cujo pagamento é parcelado em 4 anos, sendo 60% no exercício seguinte do exercício competente e 40% divididos durante os 3 anos seguintes.

No resultado consolidado do exercício de 2014, os honorários de diretores e conselheiros totalizaram US\$ 30,8 (US\$ 27,6 em 2013).

20. Provisões para desmantelamento de áreas

Passivo não circulante	2014	2013
Saldo inicial	7.133	9.441
Ajuste da provisão	2.430	(902)
Pagamentos efetuados	(679)	(506)
Juros acumulados	201	199
Outros	75	59
Ajuste cumulativo de conversão	(893)	(1.158)
Saldo final	8.267	7.133

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

21. Tributos

21.1. Imposto de renda e outros impostos

Imposto de renda	Ativo circulante		Passivo circulante	
	2014	2013	2014	2013
No país	1.018	951	139	158
No exterior	45	109	108	123
	1.063	1.060	247	281

Outros tributos	Ativo circulante		Ativo não circulante		Passivo circulante	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
ICM circulante/diferido	1.772	1,623	787	879	1,275	1,164
PIS e COFINS circulante/diferido	829	2,069	2,983	4,197	295	230
CIDE	13	20	-	-	8	16
Impostos de produção	-	-	-	-	1,517	2,432
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	-	-	-	-	486	256
Outros	73	151	230	292	281	350
	2.687	3,863	4,000	5,368	3,862	4,448
Impostos no exterior	61	48	8	12	202	221
	2.748	3,911	4,008	5,380	4,064	4,669

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

21.2. Imposto de renda – não circulante

O imposto de renda no Brasil inclui IRPJ e a contribuição social sobre o lucro líquido (CSLL). As alíquotas de impostos societários estatutários são 25% e 9%, respectivamente. Abaixo, a variação do imposto de renda diferido:

a) Movimentação do imposto de renda diferido

	Imobilizado		Empréstimos, contas a receber / pagar		Arrendamento e s mercantis financeiros	Provisão para processos judiciais	Prejuízos fiscais	Juros sobre capital próprio		Outros	Total
	Custo com prospecção	Outros	financiamentos	Estoques				próprio			
Em 1º de janeiro de 2013	(12.677)	(3,111)	561	(588)	346	1,109	467	1,050	2,144	(10,699)	
Reconhecido no resultado do exercício	(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	
Em 31 de dezembro de 2013	(13.406)	(4,006)	1,984	(518)	409	4,811	575	1,343	32	(8,776)	
Reconhecido no resultado do exercício	(2.055)	3,917	401	(42)	182	2,965	(7)	(1,418)	(898)	3,045	
Reconhecido no patrimônio líquido	-	-	1,949	(41)	-	(192)	-	-	1,351	3,067	
Ajuste acumulado de conversão	1.814	302	(441)	86	(75)	(842)	(66)	68	(133)	713	
Outros (*)	-	(3)	(70)	(77)	10	(51)	1	-	116	(74)	
Em 31 de dezembro de 2014	(13.647)	210	3,823	(592)	526	6,691	503	(7)	468	(2,025)	
Impostos diferidos ativos										1,130	
Impostos diferidos passivos										(9,906)	
Em 31 de dezembro de 2013										(8,776)	
Impostos diferidos ativos										1,006	
Impostos diferidos passivos										(3,031)	
Em 31 de dezembro de 2014										(2,025)	

(*) Representado, basicamente, por reorganizações societárias.

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

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

b) Realização do imposto de renda e 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.

O cronograma estimado de recuperação/reversão do ativo (passivo) fiscal diferido líquido a recuperar (a pagar) em 31 de dezembro de 2014 está definido na tabela abaixo:

	Imposto de renda diferido	
	Ativo	Passivo
2015	109	13
2016 em diante	897	3.018
Parcela registrada contabilmente	1.006	3.031
País	215	-
Exterior	3.200	-
Parcela não registrada contabilmente	3.415	-
Total	4.421	3.031

Em 31 de dezembro de 2014, a Companhia possuía créditos tributários no exterior não registrados no montante de US\$ 3.200 (US\$ 2.223 em 31 de dezembro de 2013) 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\$ 1.833 (US\$ 1.680 em 31 de dezembro de 2013) e das empresas na Holanda e Espanha no valor de US\$ 882 e US\$ 485 respectivamente.

O quadro a seguir demonstra os prazos máximos para aproveitamento dos créditos tributários não registrados no exterior:

Decurso de prazo	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026 em diante	Total
Créditos tributários não registrados	37	73	155	231	49	448	161	65	84	6	1.891	3.200

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

A reconciliação entre a despesa com impostos e o produto “lucro antes do imposto de renda” multiplicada pelas alíquotas de impostos corporativos estatutários está definido na tabela abaixo:

	2014	2013	2012
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	(8.824)	13.410	14.493
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas nominais (34%)	3.000	(4.558)	(4.928)
Ajustes para apuração da alíquota efetiva:			
· Benefícios fiscais decorrentes da dedução da distribuição de juros sobre o capital próprio	66	1.306	1.612
· Diferentes alíquotas de imposto jurisdicional para empresas no exterior	559	644	335
· Incentivos fiscais	26	57	58
· Prejuízos fiscais não reconhecidos	(1.289)	(1)	(341)
· Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente (nota explicativa 3)	(907)	-	-
· Lucro não tributável (despesas dedutíveis), líquido (*)	(338)	(198)	(559)
· Créditos fiscais de empresas no exterior em fase exploratória	(1)	(2)	(2)
· Outros	205	174	263
Benefício de imposto de renda (despesa)	1.321	(2.578)	(3.562)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	3.045	(402)	(1.266)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(1.724)	(2.176)	(2.296)
	1.321	(2.578)	(3.562)
Alíquota efetiva	15,0%	19,2%	24,6%

(*) Inclui equivalência patrimonial.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

22. Benefícios concedidos a empregados

Abaixo, o saldo dos benefícios de funcionários (pós-emprego) em 31 de dezembro de 2014 e 2013:

	2014	2013
Passivo		
Plano de pensão Petros	7.874	5.342
Plano de pensão Petros 2	287	121
Plano de saúde AMS	9.019	6.999
Outros planos	107	111
	17.287	12.573
Circulante	796	816
Não circulante	16.491	11.757
	17.287	12.573

O saldo atual está relacionado com uma estimativa dos pagamentos a serem realizados nos próximos 12 meses.

22.1. Planos Petros e Petros 2

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 Petrobras Distribuidora - BR. O plano está fechado aos empregados admitidos a partir de setembro de 2002.

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

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

Em 31 de dezembro 2014, os saldos dos Termos de Compromisso Financeiro - TCF, assinados em 2008 pela Companhia e a Petros, totalizavam US\$ 3.451, dos quais US\$ 205, de juros que vencem em 2015. 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\$ 2.316.

Em 2014, houve incorporação aos benefícios de aposentados dos níveis salariais concedidos aos trabalhadores da ativa por meio de Acordos Coletivos de Trabalho da Petrobras dos anos de 2004, 2005 e 2006, conforme deliberado pelo Conselho Deliberativo da Fundação Petros.

As contribuições esperadas das patrocinadoras para 2015 são de US\$ 440.

A duração média do passivo atuarial do plano em 31 de dezembro de 2014 é de 11,49 anos.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

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 Petros 2 é direcionado atualmente aos empregados da Petrobras, Petrobras Distribuidora - BR, Stratura Asfaltos, Termobahia, Termomacaé, Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia S.A. – TBG, Petrobras Transporte S.A. – Transpetro e Petrobras Biocombustível e 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 no respectivo mês de competência. Em 2014, a contribuição da Companhia para parcela de contribuição definida totalizou US\$ 345 em 2014.

A parcela da contribuição com característica de benefício definido está suspensa entre 1º de julho de 2012 a 30 de junho de 2015, 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.

Para 2015, as contribuições estimadas dos empregadores para a contribuição definida do plano é de US\$ 325. O prazo do passivo atuarial relacionado com o plano em 31 de dezembro de 2014 é de 41,80 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.

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.

A Fundação Petros elabora Políticas de Investimentos que têm a função de nortear a gestão de investimento para períodos de 5 anos, que são revisadas anualmente. O 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 limites de alocação dos ativos determinados na Política de Investimentos do Plano Petros Sistema Petrobras no período entre 2015 a 2019 são de: 30% a 60% em renda fixa, 30% a 45% em renda variável, 3% a 8% em imóveis, 0% a 15% em empréstimos a participantes, 4% a 13% em investimentos estruturados e de 0% a 1% em renda variável global. Enquanto os limites de alocação do Plano Petros 2 para o mesmo período são de: 30% a 90% em renda fixa, 5% a 25% em renda variável, 0% a 8% em imóveis, 0% a 15% em empréstimos a participantes, 0% a 10% em investimentos estruturados e de 0% a 3% em renda variável global.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

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

Categoria do Ativo	Preços não cotados em		2014		2013	
	Preços cotados em mercado ativo	mercado ativo	Valor justo total	%	Valor justo total	%
Renda fixa	5.881	1.834	7.715	38%	8.521	37%
Títulos privados	–	374	374		536	
Títulos públicos	5.881	–	5.881		6.523	
Outros investimentos	–	1.460	1.460		1.462	
Renda variável	8.323	361	8.684	44%	10.499	47%
Ações ordinárias e preferenciais	8.323	–	8.323		10.152	
Outros investimentos	–	361	361		347	
Investimentos estruturados	–	1.601	1.601	7%	1.571	7%
Fundos de <i>private equity</i>	–	1.427	1.427		1.464	
Fundos de <i>venture capital</i>	–	20	20		29	
Fundos imobiliários	–	154	154		78	
Imóveis	–	1.436	1.436	7%	1.387	6%
Empréstimos a participantes	14.204	5.232	19.436	96%	21.978	97%
			715	4%	757	3%
			20.151	100%	22.735	100%

Em 31 de dezembro de 2014, os investimentos incluem ações ordinárias e preferenciais da Petrobras no valor de US\$ 108 e de US\$ 157, respectivamente, e imóveis alugados pela Companhia no valor de US\$ 168.

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, Petrobras Distribuidora - BR, Petrobras Transporte S.A. – Transpetro, Petrobras Biocombustível e Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia – TBG 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 Companhia 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 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 em 31 de dezembro de 2014 é de 21,18 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

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

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

	2014				
	Planos de pensão		Plano de saúde		
	Petros	Petros 2	AMS	Outros planos	Total
Movimentação do valor presente das obrigações					
Obrigações no início do exercício	27.804	354	6,999	151	35,308
Despesa de juros:	3.599	45	969	17	4,630
Termo de compromisso financeiro	441	-	-	-	441
Atuarial	3.158	45	969	17	4,189
Custo atual do serviço	58	33	176	11	278
Contribuições pagas por participantes	164	-	-	-	164
Benefícios pagos	(1.236)	(10)	(395)	(6)	(1,647)
Remensuração: (Ganhos) /perdas – experiência	1.114	158	(350)	7	929
Remensuração: (Ganhos) /perdas – hipóteses demográficas	(2.022)	(55)	(757)	(6)	(2,840)
Remensuração: (Ganhos) /perdas – hipóteses financeiras	1.966	77	3,645	5	5,693
Outros	-	-	-	7	7
Ajuste cumulativo de conversão	(3.738)	(59)	(1,268)	(19)	(5,084)
Obrigações no final do exercício	27.709	543	9,019	167	37,438
Movimentações no valor justo dos ativos do plano					
Valor justo dos ativos do plano no início do exercício	22.462	233	-	40	22,735
Receita de juros	2.863	29	-	4	2,896
Contribuições pagas pela empresa	245	-	396	7	648
Contribuições pagas por participantes	164	-	-	-	164
Recebimentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	203	-	-	-	203
Benefícios pagos	(1.236)	(10)	(395)	(6)	(1,647)
Remensuração: retorno sobre os ativos excedentes à receita de juros	(2.206)	37	-	4	(2,165)
Outros	(1)	-	-	20	19
Ajuste cumulativo de conversão	(2.659)	(33)	(1)	(9)	(2,702)
Valor justo dos ativos do plano no final do exercício	19.835	256	-	60	20,151
Valores reconhecidos do balanço patrimonial					
Valor presente das obrigações	27.709	543	9,019	167	37,438
(-) Valor presente dos ativos do plano	(19.835)	(256)	-	(60)	(20,151)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro	7.874	287	9,019	107	17,287
Movimentação do passivo atuarial líquido					
Saldo em 1º de janeiro	5.342	121	6,999	111	12,573
Efeitos de remensuração reconhecidos em outros resultados abrangentes	3.264	143	2,538	2	5,947
Custos incorridos no período	794	49	1,155	24	2,022
Pagamento de contribuições	(245)	-	(396)	(7)	(648)
Pagamento do termo de compromisso financeiro	(203)	-	-	-	(203)
Outros	1	-	-	(13)	(12)
Ajuste cumulativo de conversão	(1.079)	(26)	(1,277)	(10)	(2,392)
Saldo em 31 de dezembro de	7.874	287	9,019	107	17,287

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

	2013				
	Planos de pensão		Plano de saúde		
	Petros	Petros 2	AMS	Outros planos	Total
Movimentação do valor presente das obrigações					
Obrigações no início do exercício	38.548	789	8.390	182	47.909
Despesa de juros:	3.373	73	735	20	4.201
Termo de compromisso financeiro	298	-	-	1	299
Atuarial	3.075	73	735	19	3.902
Custo atual do serviço	484	145	192	10	831
Contribuições pagas por participantes	182	-	-	-	182
Benefícios pagos	(1.155)	(6)	(364)	(10)	(1.535)
Remensuração: (Ganhos) /perdas – experiência	1.701	(118)	(1.978)	(2)	(397)
Remensuração: (Ganhos) /perdas – hipóteses demográficas	323	(31)	2	(5)	289
Remensuração: (Ganhos) /perdas – hipóteses financeiras	(11.215)	(443)	1.066	5	(10.587)
Outros	-	22	-	(27)	(5)
Ajuste cumulativo de conversão	(4.437)	(77)	(1.044)	(22)	(5.580)
Obrigações no final do exercício	27.804	354	6.999	151	35.308
Movimentações no valor justo dos ativos do plano					
Valor justo dos ativos do plano no início do exercício	27.407	242	-	36	27.685
Receita de juros	2.461	22	-	4	2.487
Contribuições pagas pela empresa	255	-	364	24	643
Contribuições pagas por participantes	182	-	-	-	182
Recebimentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	153	-	-	-	153
Benefícios pagos	(1.155)	(6)	(364)	(10)	(1.535)
Remensuração: retorno sobre os ativos excedentes à receita de juros	(3.458)	8	-	3	(3.447)
Outros	-	-	-	(13)	(13)
Ajuste cumulativo de conversão	(3.383)	(33)	-	(4)	(3.420)
Valor justo dos ativos do plano no final do exercício	22.462	233	-	40	22.735
Valores reconhecidos do balanço patrimonial					
Valor presente das obrigações	27.804	354	6.999	151	35.308
(-) Valor presente dos ativos do plano	(22.462)	(233)	-	(40)	(22.735)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro	5.342	121	6.999	111	12.573
Movimentação do passivo atuarial líquido					
Saldo em 1º de janeiro	11.141	547	8.390	146	20.224
Efeitos de remensuração reconhecidos em outros resultados abrangentes	(5.733)	(600)	(910)	(5)	(7.248)
Custos incorridos no período	1.396	218	927	25	2.566
Pagamento de contribuições	(255)	-	(364)	(24)	(643)
Pagamento do termo de compromisso financeiro	(153)	-	-	-	(153)
Outros	-	22	-	(14)	8
Ajuste cumulativo de conversão	(1.054)	(66)	(1.044)	(17)	(2.181)
Saldo em 31 de dezembro	5.342	121	6.999	111	12.573

b) Custos de benefício definido

	2014				
	Planos de pensão		Plano de saúde		
	Petros	Petros 2	AMS	Outros planos	Petros
Custo do serviço	58	33	176	11	278
Juros sobre passivo/(ativo) líquido	736	16	969	13	1.734
Outros	-	-	10	-	10
Custo líquido do exercício	794	49	1.155	24	2.022
Relativo a empregados ativos:					
Incluído no custo de vendas	255	26	347	(1)	627
Despesas operacionais no resultado	140	22	179	24	365
Relativo aos inativos	399	1	629	1	1.030
Custo líquido do exercício	794	49	1.155	24	2.022

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

	2013				Petros
	Planos de pensão		Plano de saúde		
	Petros	Petros 2	AMS	Outros planos	
Custo do serviço	484	145	192	10	831
Juros sobre passivo/(ativo) líquido	912	51	735	16	1.714
Outros	-	22	-	(1)	21
Custo líquido do exercício	1.396	218	927	25	2.566
Relativo a empregados ativos:					
Incluído no custo de vendas	597	119	267	3	986
Despesas operacionais no resultado	355	94	211	20	680
Relativo aos inativos	444	5	449	2	900
Custo líquido do exercício	1.396	218	927	25	2.566

	2012				Petros
	Planos de pensão		Plano de saúde		
	Petros	Petros 2	AMS	Outros planos	
Custo do serviço	(9)	197	146	7	341
Juros sobre passivo/(ativo) líquido	722	61	892	6	1.681
Outros	(8)	26	39	12	69
Custo líquido do exercício	705	284	1.077	25	2.091
Relativo a empregados ativos:					
Incluído no custo de vendas	218	124	228	4	574
Despesas operacionais no resultado	121	153	180	21	475
Relativo aos inativos	366	7	669	-	1.042
Custo líquido do exercício	705	284	1.077	25	2.091

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	
	+100 bps	-100 bps	+100 bps	-100 bps	+100 bps	-100 bps
Obrigações atuariais	(2.632)	3.187	(1.024)	1.260	1.303	(1.075)
Custo do serviço e juros	(147)	183	(20)	24	53	(44)

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

d) Premissas atuariais adotadas no cálculo

Premissas	2014		2013	
Taxa de desconto (Real)	6,14% (1) / 6,20% (2) / 6,15% (3)		6,56% (1) / 6,65% (2) / 6,58% (3)	
Inflação (IPCA)	6,50% (1) (2) (3) (4)		5,93% (1) (2) (3)	
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação)	13,04% (1) / 13,10% (2) / 13,05% (3)		12,88% (1) / 12,97% (2) / 12,90% (3)	
Taxa de crescimento salarial (Real)	1,761% (1) / 3,77% (2)		1,981% (1) / 4,044% (2) (5)	
Taxa de crescimento salarial Nominal (Real + Inflação)	8,37% (1) / 10,52 (2)		8,03% (1) / 10,21% (2)	
Taxa de rotatividade do plano de saúde	0,642% a.a. (6)		0,590% a.a. (6)	
Taxa de rotatividade do plano de pensão	Nula		Nula	
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares	14,47% a 3,00% a.a. (7)		11,62% to 4,09% p.a. (7)	
Tábua de mortalidade geral	EX-PETROS 2013 (ambos os gêneros) (8)		AT 2000 Básica, específica por sexo e suavizada em 20% (8)	
Tábua de entrada em invalidez	TASA 1927 (9)		TASA 1927 (9)	
Tábua de mortalidade de inválidos	AT 49 Masculina agravada em 10% (10)		Winklevoss por sexo suavizada em 20% (10)	
Idade de entrada na aposentadoria	Homem, 57 anos / Mulher, 56 anos (11)		Homem, 56 anos / Mulher, 55 anos (1) (11) Homem, 53 anos / Mulher, 48 anos (2)	

(1) Plano Petros Sistema Petrobras.

(2) Plano Petros 2.

(3) Plano AMS.

(4) Curva de inflação sendo projetada com base no mercado em 6,30% para 2015 e atingindo 3,00% em 2030.

(5) Taxa decrescente atingindo 3,395% a partir de 2015

(6) Rotatividade média apenas da patrocinadora Petrobras, que varia de acordo com a idade e tempo de serviço.

(7) Taxa decrescente atingindo nos próximos 30 anos a expectativa de inflação projetada de longo prazo. Refere-se apenas a taxa da patrocinadora.

(8) Exceto para o Plano Petros 2, para o qual foram aplicadas as Tábuas de Mortalidade AT-2000 Feminina suavizada em 10% (2014) e AT 2000 (80% masculino + 20% feminino) suavizada em 10% (2013).

(9) Exceto para o Plano Petros 2, para o qual foram utilizadas as Tábuas de Entrada em Invalidez Álvaro Vindas.

(10) Exceto para o Plano Petros 2, para o qual foram aplicadas as Tábuas de Mortalidade de Inválidos IAPB 1957.

(11) Exceto para o Plano Petros 2, para o qual foi utilizada a elegibilidade conforme as regras do Regime Geral de Previdência Social (RGPS).

Em relação à premissa atuarial de mortalidade geral, em 2014 a Companhia passou a utilizar a Tábua de mortalidade geral EX-PETROS 2013 (para ambos os gêneros), em substituição à Tábua de Mortalidade AT 2000, que foi utilizada na avaliação atuarial do exercício de 2013. A Tábua EX-PETROS tem característica bidimensional, através da qual se evidenciam tanto a mortalidade por idade quanto os ganhos de longevidade das idades ao longo dos anos. Essa Tábua, já devidamente reconhecida nas entidades técnicas atuariais, foi formulada com base em dados expressivos da experiência de longo período dos participantes do Plano Petros do Sistema Petrobras. Da Tábua EX-PETROS, o atuário independente da Fundação Petros coletou a posição do ano de 2013 como a observação da série anual mais aderente estatisticamente à característica populacional da massa de participantes.

e) Perfil de vencimento da obrigação

	2014				
	Plano de pensão		Saúde		Total
	Petros	Petros 2	AMS	Outros planos	
Até 1 Ano	1.654	13	355	2	2.024
De 1 A 2 Anos	1.614	15	370	2	2.001
De 2 A 3 Anos	1.583	16	381	2	1.982
De 3 A 4 Anos	1.549	17	391	2	1.959
Mais de 4 Anos	21.309	482	7.522	159	29.472
	27.709	543	9.019	167	37.438

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

22.6. Outros planos de contribuição definida

A Petrobras por meio de suas controladas no país e no exterior também patrocina planos de aposentadoria aos empregados de contribuição definida. As contribuições pagas no exercício de 2014, reconhecidas no resultado, totalizaram US\$ 5.

22.7. 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 atribuível aos acionistas da Petrobras.

Em março de 2014, a Companhia concluiu as negociações com as entidades sindicais sobre uma nova metodologia para regramento da PLR, finalizando, assim, o processo iniciado no Acordo Coletivo de Trabalho 2013/2015.

Com as novas regras, o montante de PLR a ser distribuído aos empregados é calculado com base no resultado de seis indicadores corporativos, cujas metas são definidas a cada ano pela Administração da Companhia (níveis máximos permissíveis de transbordamento de petróleo bruto e produtos relacionados com o petróleo, custo de extração de petróleo excluindo os impostos de produção no Brasil, petróleo bruto e produção de GNL no Brasil, matéria-prima processada, excluindo o GNL no Brasil, a eficiência operacional de embarcação e o percentual de cumprimento com o cronograma de entrega de gás natural).

O resultado do atingimento das metas individuais deste conjunto de indicadores leva a um percentual de cumprimento global de metas, utilizado como base na definição do percentual do lucro a ser distribuído aos empregados.

Entretanto, ainda segundo a nova metodologia, caso a empresa não tenha lucro e todas as metas sejam alcançadas, o valor a ser pago individualmente será de metade da remuneração mensal do empregado acrescido de metade do menor valor pago da PLR no exercício anterior.

PLR do exercício de 2013

Nos termos da negociação, a nova metodologia foi aplicada na quitação da PLR relativa ao exercício findo em 31 de dezembro de 2013, cujo pagamento ocorreu no dia 2 de maio de 2014, resultando no reconhecimento de despesa no montante de US\$ 164, a título de complemento de PLR, classificado na demonstração de resultado em outras receitas (despesas).

Com base no resultado consolidado dos indicadores corporativos para 2013, uma distribuição de 6,25% foi aplicada ao lucro líquido expresso em reais.

PLR do exercício de 2014

Em 2014, as metas anuais dos seis indicadores corporativos foram atingidas, contudo, a Companhia registrou um prejuízo líquido. De acordo com as normas alteradas, a Companhia reconheceu uma despesa relacionada com participação nos lucros de US\$ 444.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

22.8. Plano de incentivo ao desligamento voluntário

Em janeiro de 2014, a Companhia implementou o Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário (PIDV) que é fruto do Programa de Otimização de Produtividade – POP, visando contribuir para o alcance das metas de desempenho do Plano de Negócios e Gestão.

O período de inscrições ao PIDV encerrou em 31 de março de 2014 e totalizou 8.298 empregados. Após a adesão, estes empregados foram classificados em uma de cinco categorias, com datas de desligamentos previstas entre 2014 e 2017, de acordo com plano de ação de gestão do conhecimento ou de sucessão gerencial inerentes aos processos e atividades em que atuam.

Os empregados que aderiram ao PIDV tinham 55 anos ou mais e estavam aposentados pelo INSS até 31 de março de 2014, conforme previsto no Plano, podendo desistir a qualquer momento, situação em que não farão jus ao incentivo financeiro.

O incentivo financeiro a ser pago aos empregados que cumprirem o plano de ação contempla parcelas fixas equivalentes a dez remunerações normais, cujo piso é de US\$ 80 mil e o teto de US\$ 265 mil, parcelas variáveis de 15% a 25% de uma remuneração por mês, a partir do 7º mês de permanência até a data do desligamento.

A Companhia reconheceu a provisão em 31 de março de 2014, estando sujeita a alteração pela ocorrência de possíveis desistências, da atualização das remunerações nos acordos coletivos de trabalho até a data da rescisão dos empregados, da atualização do piso e do teto pelo IPCA, além do reconhecimento das parcelas variáveis.

No período de abril a dezembro de 2014, a Companhia registrou 4.936 desligamentos e 481 desistências de empregados que aderiram ao PIDV, cuja movimentação da provisão está representada a seguir:

Saldo em 31 de março de 2014	1.059
Revisão de provisão (*)	21
Desligamentos no período	(609)
Ajuste cumulativo de conversão	(81)
Saldo final em 31 de dezembro de 2014	<u>390</u>
Circulante	206
Não circulante	184

(*) Inclui desistências, reajuste salarial e atualização do piso e do teto pelo IPCA.

23. Patrimônio líquido

23.1. Capital social (líquido dos custos de emissão de ações)

Em 31 de dezembro de 2014, o capital subscrito e integralizado no valor de US\$ 107.380 (US\$ 107.371 em 31 de dezembro de 2013) está representado por 7.442.454.142 ações ordinárias e 5.602.042.788 ações preferenciais, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

As ações preferenciais têm prioridade no caso de reembolso do capital, não asseguram direito de voto e não são conversíveis em ações ordinárias.

Aumento de capital com reservas em 2014

A Assembleia Geral Extraordinária, realizada em conjunto com a Assembleia Geral Ordinária de Acionistas, em 02 de abril de 2014, aprovou um aumento de capital mediante a capitalização de uma porção da reserva de lucros de incentivos fiscais constituídas em 2013 no montante de US\$ 9, em atendimento ao artigo 35, parágrafo 1 da

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

Portaria nº 283/13 do Ministro do Estado da Integração Nacional. Essa capitalização foi efetivada sem a emissão de novas ações, de acordo com o artigo 169, parágrafo 1 da Lei das Sociedades por Ações, Lei nº 6.404/76.

Gastos adicionais com emissão de ações – include custos de transação diretamente incorridos na captação de recursos por meio de emissão de ações, líquidos de impostos.

23.2. 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.

23.3. Reservas de lucros

Reserva legal – representa 5% do lucro líquido do exercício, em conformidade com o artigo 193 da Lei das Sociedades por Ações.

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.

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.

A Companhia registrou um prejuízo líquido em 2014, portanto, o impacto dos incentivos fiscais nas regiões norte e nordeste do Brasil das Superintendências de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE) e Superintendências de Desenvolvimento da Amazônia (SUDAM) não foram alocados para a reserva de incentivos fiscais. Contudo, o impacto dos incentivos fiscais será alocado para a reserva de incentivos fiscais em exercícios futuros, de acordo com o Capítulo I da Lei 12.973/14.

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 saldo acumulado do déficit de US\$ 7.363 em 31 de dezembro de 2014 será alocado para a reserva de retenção de lucros.

23.4. Outros Resultados Abrangentes Acumulados

Ganhos e perdas atuariais provenientes do plano de benefício definido, o resultado em operações de hedge de caixa, as variações de valor justo envolvendo ativos mantidos para venda e diferenças de conversão para real das demonstrações contábeis consolidadas da moeda funcional (reais) para a moeda de apresentação (dólares norte-americanos).

23.5. Dividendos

Os acionistas terão direito, em cada exercício, aos dividendos e/ou juros sobre o capital, que não poderão ser inferiores a 25% do lucro líquido ajustado, na forma da Lei das Sociedades por Ações, rateado pelas ações em que se dividir o capital da Companhia.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

Uma vez que a Companhia proponha remuneração aos acionistas, as ações preferenciais têm prioridade 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.

Dividendos – 2013

A Assembleia Geral Ordinária de 2 de abril de 2014 aprovou a distribuição de dividendos na forma de juros sobre o capital próprio de US\$ 3.970, que corresponde a US\$ 0,2227 por ação ordinária e US\$ 0,4129 por ação preferencial (convertida em dólares norte-americanos utilizando a taxa de fechamento de 2013). Esses dividendos foram pagos em 25 de abril de 2014 e a data de registro foi 2 de abril de 2014. Os valores pagos foram o índice ajustado com base na taxa SELIC a partir de 31 de dezembro de 2013 até a data do pagamento.

Relativamente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014, não há dividendo proposto pelo Conselho de Administração da Companhia, considerando a inexistência de lucro, conforme a seguir demonstrado.

23.6. Resultado por ação

	2014	2013	2012
Lucro (prejuízo) líquido atribuível aos acionistas da Petrobras	(7.367)	11.094	10.931
Média ponderada da quantidade de ações ordinárias e preferenciais em circulação	13.044.496.930	13.044.496.930	13.044.496.930
Lucro (prejuízo) líquido básico e diluído por ação ordinária e preferencial (US\$ por ação)	(0,56)	0,85	0,85

24. Receita de vendas

	2014	2013	2012
Receita bruta de vendas	174.031	172.016	176.714
Encargos de vendas	(30.374)	(30.554)	(32.611)
Receita de vendas ^(*)	143.657	141.462	144.103
Diesel	42.586	41.435	38.558
Gasolina automotiva	23.702	23.470	23.277
Óleo combustível (incluindo bunker)	4.357	3.464	2.864
Nafta	5.622	5.885	5.745
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	3.729	3.960	4.126
Querosene de aviação (QAV)	5.562	5.553	5.862
Outros derivados de petróleo	5.771	5.760	5.958
Subtotal de derivados	91.329	89.527	86.392
Gás natural	8.035	7.376	6.580
Etanol, nitrogenados e renováveis	3.862	4.868	4.027
Eletricidade, serviços e outros	8.384	4.693	3.498
Total do mercado interno	111.610	106.464	100.497
Exportações	13.930	15.172	22.353
Vendas internacionais ^(**)	18.117	19.826	21.253
Receitas de vendas ^(*)	143.657	141.462	144.103

^(*) A receita de vendas por segmento de negócio está apresentada na nota explicativa 29.

^(**) Receita proveniente de vendas realizadas no exterior, exceto exportações.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

25. Outras despesas líquidas

	2014	2013	2012
Paradas não programadas e gastos pré-operacionais	(1.089)	(923)	(856)
Gastos com PIDV (nota explicativa 22.8)	(1.035)	-	-
Plano de pensão e saúde – inativos	(1.030)	(900)	(1.042)
Relações institucionais e projetos culturais	(743)	(821)	(777)
Ganhos / (perdas) sobre a desmobilização de áreas devolvidas/abandonadas	(443)	58	-
Acordo coletivo de trabalho	(440)	(419)	(444)
Devolução de campos e projetos cancelados do E&P	(268)	(19)	-
Processos judiciais, administrativos e de arbitragem	(194)	(269)	(716)
Gastos com segurança, meio ambiente e saúde	(143)	(225)	(289)
Subvenções governamentais	61	181	385
Resultado com alienação / baixa de ativos (**)	(213)	1.764	(2)
Ressarcimentos com operações em parcerias de E&P	360	241	268
Outros (*)	(116)	219	167
	(5.293)	(1.113)	(3.306)

(*) Em 2014, inclui complemento de PLR, relativa ao exercício de 2013, conforme nota explicativa 22.7.

(**) Inclui o valor de US\$ 1.304 milhões referente ao ganho na venda de participação da Petrobras Energia Peru S.A (nota explicativa 10.1) e o valor de US\$ 1.236, referente à baixa dos projetos das Refinarias Premium I e II (nota explicativa 12.4).

26. Despesas por natureza

	2014	2013	2012
Matérias-primas / produtos para revenda	(58.539)	(60.068)	(58.410)
Impostos de produção	(13.500)	(14.498)	(16.083)
Remuneração dos funcionários	(13.215)	(12.769)	(12.071)
Depreciação, exaustão e amortização	(13.023)	(13.188)	(11.119)
Variação dos estoques	(1.181)	1.681	724
Materiais, fretes, alugueis, serviços de terceiros e outros	(23.847)	(23.202)	(24.719)
Perdas em créditos de liquidação duvidosa	(2.378)	(73)	(39)
Gastos de exploração baixados (incl. poços secos e bônus de assinatura)	(2.178)	(1.892)	(2.847)
Outros	(760)	(780)	(386)
Processos judiciais, administrativos e arbitrais	(194)	(269)	(716)
Relações institucionais e projetos culturais	(743)	(821)	(777)
Paradas não programadas e gastos pré-operacionais	(1.089)	(923)	(856)
Gastos com segurança, meio ambiente e saúde	(143)	(225)	(289)
Reversão/perda no valor de recuperação de ativos - <i>impairment</i>	(16.823)	(544)	(137)
Resultado com alienação/baixa de ativos	(213)	1.764	(2)
Devolução de campos e projetos cancelados do E&P	(268)	(19)	-
Baixa contábil- gastos adicionais capitalizados indevidamente	(2.527)	-	-
Resultado relacionado ao abandono de áreas	(443)	58	-
	(151.064)	(125.768)	(127.727)
Na demonstração do resultado			
Custo dos produtos e serviços vendidos	(109.477)	(108.834)	(108.276)
Despesas com vendas	(6.827)	(4.904)	(4.927)
Despesas gerais e administrativas	(4.756)	(4.982)	(5.034)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(3.058)	(2.959)	(3.994)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(1.099)	(1.132)	(1.143)
Reversão/perda no valor de recuperação de ativos - <i>impairment</i>	(16.823)	(544)	(137)
Outros impostos	(760)	(780)	(386)
Baixa contábil- gastos adicionais capitalizados indevidamente	(2.527)	-	-
Outras despesas líquidas	(5.293)	(1.113)	(3.306)
Participação nos lucros ou resultados	(444)	(520)	(524)
	(151.064)	(125.768)	(127.727)

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

27. Resultado financeiro líquido

	2014	2013	2012
Variações cambiais e monetárias s/ endividamento líquido (*)	(561)	(1,603)	(3,327)
Despesa com endividamentos	(6.734)	(5,491)	(5,152)
Receita com aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários	1.007	1,278	1,716
Resultado financeiro sobre endividamento líquido	(6.288)	(5,816)	(6,763)
Encargos financeiros capitalizados	3.600	3,921	3,807
Ganhos (perdas) com instrumentos derivativos	337	(181)	(52)
Resultado com títulos e valores mobiliários	(39)	(95)	919
Outras despesas e receitas financeiras líquidas	(159)	(320)	404
Outras variações cambiais e monetárias líquidas	914	(300)	(241)
Resultado financeiro líquido	(1.635)	(2,791)	(1,926)
Receitas	1.949	1,815	3,659
Despesas	(3.923)	(2,673)	(2,016)
Variações cambiais e monetárias, líquidas	339	(1,933)	(3,569)
	(1.635)	(2,791)	(1,926)

(*) Inclui a dívida no Brasil (em reais) indexada ao dólar norte-americano.

28. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa

	2014	2013	2012
Valores pagos e recebidos durante o exercício:			
Imposto de renda e contribuição social	853	1.446	1.093
Imposto de renda retido na fonte de terceiros	1.852	1.954	2.045
Transações de investimentos e financiamentos que não envolvem caixa			
Aquisição de imobilizado a prazo	123	209	187
Constituição (reversão) de provisão para desmantelamento de áreas	1.999	(629)	5.208

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

29. Informações por segmento

Ativos consolidados por área de negócios – 31.12.2014

	E&P	Abastecimento	Gás & Energia	Bio- combustíveis	Distribuição	Internacional	Corporativo	Eliminação	Total
Circulante	6.008	14.724	3.979	65	3.481	2.345	24.160	(3.930)	50.832
Não circulante	145.516	55.314	24.388	1.044	3.740	10.664	8.225	(1.036)	247.855
Realizável a longo prazo	6.729	3.605	1.411	3	1.211	1.848	5.029	(973)	18.863
Investimentos	200	1.807	524	836	15	2.226	145	–	5.753
Imobilizado	135.671	49.662	22.126	205	2.284	6.058	2.787	(63)	218.730
Em operação	99.313	40.940	17.868	189	1.730	3.716	2.094	(63)	165.787
Em construção	36.358	8.722	4.258	16	554	2.342	693	–	52.943
Intangível	2.916	240	327	–	230	532	264	–	4.509
Total do Ativo	151.524	70.038	28.367	1.109	7.221	13.009	32.385	(4.966)	298.687

Ativo Consolidado por Área de Negócio - 31.12.2013*

Circulante	5.902	19.141	3.864	77	2.380	5.089	21.643	(5.441)	52.655
Não circulante	146.805	73.393	23.839	1.119	4.874	13.034	6.897	(1.193)	268.768
Realizável a longo prazo	6.251	4.411	1.853	2	2.229	1.987	3.168	(1.119)	18.782
Investimentos	94	2.318	749	895	6	2.511	93	–	6.666
Imobilizado	126.716	66.522	20.882	222	2.350	7.971	3.312	(74)	227.901
Em operação	90.888	32.636	16.698	205	1.686	3.792	2.312	(74)	148.143
Em construção	35.828	33.886	4.184	17	664	4.179	1.000	–	79.758
Intangível	13.744	142	355	–	289	565	324	–	15.419
Total do Ativo	152.707	92.534	27.703	1.196	7.254	18.123	28.540	(6.634)	321.423

* A partir de 2014, a gestão dos negócios da controlada Liquigás Distribuidora S.A. foi transferida da área de Distribuição para a área do Abastecimento. Para fins de comparabilidade, os resultados dos períodos anteriores foram representados em 2013 na área de Abastecimento, atendendo a premissa da Administração e prestação de contas adotada para as Demonstrações Contábeis por Área de Negócio.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio

	Jan-Dez/2014								
	E&P	Abastecimento	Gás & Energia	Bio-combustíveis	Distribuição	Internacional	Corporativo	Eliminação	Total
Receita de vendas	65.616	112.320	17.882	266	41.729	13.912	-	(108.068)	143.657
Intersegmentos	65.116	39.251	1.695	238	1.129	639	-	(108.068)	-
Terceiros	500	73.069	16.187	28	40.600	13.273	-	-	143.657
Custo dos produtos vendidos	(35.072)	(115.984)	(15.303)	(311)	(38.495)	(12.829)	-	108.517	(109.477)
Lucro (prejuízo) bruto	30.544	(3.664)	2.579	(45)	3.234	1.083	-	449	34.180
Receita (despesa)	(8.646)	(19.312)	(3.307)	(67)	(2.448)	(1.618)	(5.972)	227	(41.143)
Vendas, gerais e administrativas	(440)	(2.762)	(2.551)	(50)	(2.253)	(821)	(2.935)	229	(11.583)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(2.882)	-	-	-	-	(176)	-	-	(3.058)
Pesquisa e desenvolvimento	(548)	(192)	(85)	(15)	(1)	(1)	(257)	-	(1.099)
Tributárias	(52)	(95)	(124)	-	(12)	(111)	(366)	-	(760)
Redução do valor recuperável dos ativos	(2.133)	(12.782)	(117)	-	-	(1.791)	-	-	(16.823)
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	(804)	(1.398)	(266)	-	(9)	(9)	(41)	-	(2.527)
Outras despesas, líquidas	(1.787)	(2.083)	(164)	(2)	(173)	1.291	(2.373)	(2)	(5.293)
Lucro / (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	21.898	(22.976)	(728)	(112)	786	(535)	(5.972)	676	(6.963)
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	-	(1.635)	-	(1.635)
Participação nos ganhos em investimentos contabilizados pelo método de equivalência patrimonial	16	120	195	(53)	-	(63)	3	-	218
Participação nos lucros ou resultados	(150)	(127)	(20)	(1)	(26)	(10)	(110)	-	(444)
Lucro (Prejuízo) antes dos impostos	21.764	(22.983)	(553)	(166)	760	(608)	(7.714)	676	(8.824)
Imposto de renda e contribuição social	(7.635)	7.569	163	39	(261)	(493)	2.168	(229)	1.321
Lucro líquido (Prejuízo)	14.129	(15.414)	(390)	(127)	499	(1.101)	(5.546)	447	(7.503)
Atribuível aos:									
Acionistas da Petrobras	14.133	(15.405)	(410)	(127)	499	(1.145)	(5.359)	447	(7.367)
Acionistas não controladores	(4)	(9)	20	-	-	44	(187)	-	(136)
	14.129	(15.414)	(390)	(127)	499	(1.101)	(5.546)	447	(7.503)

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio (*)

	Jan-Dez/2013								
	E&P	Abastecimento	Gás & Energia	Bio-combustíveis	Distribuição	Internacional	Corporativo	Eliminação	Total
Receita de vendas	68.210	111.665	14.017	388	40.023	16.302	-	(109.143)	141.462
Intersegmentos	67.096	37.375	1.191	324	995	2.162	-	(109.143)	-
Terceiros	1.114	74.290	12.826	64	39.028	14.140	-	-	141.462
Custo dos produtos vendidos	(34.283)	(120.043)	(12.154)	(466)	(36.639)	(14.212)	-	108.963	(108.834)
Lucro (prejuízo) bruto	33.927	(8.378)	1.863	(78)	3.384	2.090	-	(180)	32.628
Receita (despesa)	(4.129)	(3.955)	(1.162)	(69)	(2.048)	(215)	(4.932)	96	(16.414)
Vendas, gerais e administrativas	(443)	(3.150)	(1.087)	(55)	(2.048)	(860)	(2.406)	163	(9.886)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(2.784)	-	-	-	-	(175)	-	-	(2.959)
Pesquisa e desenvolvimento	(523)	(242)	(57)	(16)	(2)	(2)	(290)	-	(1.132)
Tributárias	(238)	(166)	(81)	(1)	(15)	(141)	(138)	-	(780)
Redução do valor recuperável dos ativos	(4)	-	-	-	-	(540)	-	-	(544)
Outras despesas, líquidas	(137)	(397)	63	3	17	1.503	(2.098)	(67)	(1.113)
Lucro / (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	29.798	(12.333)	701	(147)	1.336	1.875	(4.932)	(84)	16.214
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	-	(2.791)	-	(2.791)
Participação nos ganhos em investimentos contabilizados pelo método de equivalência patrimonial	2	73	243	(20)	2	174	33	-	507
Participação nos lucros ou resultados	(181)	(141)	(23)	(1)	(32)	(14)	(128)	-	(520)
Lucro (Prejuízo) antes dos impostos	29.619	(12.401)	921	(168)	1.306	2.035	(7.818)	(84)	13.410
Imposto de renda	(10.070)	4.243	(230)	51	(443)	(246)	4.087	30	(2.578)
Lucro líquido (Prejuízo)	19.549	(8.158)	691	(117)	863	1.789	(3.731)	(54)	10.832
Atribuível aos:									
Acionistas da Petrobras	19.523	(8.150)	631	(117)	863	1.729	(3.331)	(54)	11.094
Acionistas não controladores	26	(8)	60	-	-	60	(400)	-	(262)
	19.549	(8.158)	691	(117)	863	1.789	(3.731)	(54)	10.832

*A partir de 2014, a gestão dos negócios da controlada Liquigás Distribuidora S.A. foi transferida da área de Distribuição para a área do Abastecimento. Para fins de comparabilidade, os resultados dos períodos anteriores foram reapresentados em 2013 na área de Abastecimento, atendendo a premissa da Administração e prestação de contas adotada para as Demonstrações Contábeis por Área de Negócio.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio (*)

Jan-Dez/2012

	Gás & Biocombustíveis							Eliminação	Total
	E&P	Abastecimento	Energia	s	Distribuição	Internacional	Corporativo		
Receita de vendas	74.714	116.826	11.803	455	40.596	17.929	-	(118.220)	144.103
Intersegmentos	73.871	37.950	1.288	365	878	3.868	-	(118.220)	-
Terceiros	843	78.876	10.515	90	39.718	14.061	-	-	144.103
Custo dos produtos vendidos	(33.632)	(130.439)	(9.621)	(488)	(36.915)	(14.538)	-	117.357	(108.276)
Lucro (prejuízo) bruto	41.082	(13.613)	2.182	(33)	3.681	3.391	-	(863)	35.827
Receita (despesa)	(5.438)	(3.837)	(1.080)	(95)	(2.259)	(1.430)	(4.937)	149	(18.927)
Vendas, gerais e administrativas	(494)	(3.087)	(967)	(64)	(2.200)	(922)	(2.376)	149	(9.961)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(3.613)	-	-	-	-	(381)	-	-	(3.994)
Pesquisa e desenvolvimento	(540)	(228)	(36)	(34)	(2)	-	(303)	-	(1.143)
Outras	(53)	(66)	(57)	(1)	(12)	(111)	(86)	-	(386)
Redução do valor recuperável dos ativos	(34)	135	(1)	-	-	(237)	-	-	(137)
Outras despesas, líquidas	(704)	(591)	(19)	4	(45)	221	(2.172)	-	(3.306)
Lucro / (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	35.644	(17.450)	1.102	(128)	1.422	1.961	(4.937)	(714)	16.900
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	-	(1.926)	-	(1.926)
Participação nos ganhos em investimentos contabilizados pelo método de equivalência patrimonial	(1)	(104)	193	(27)	1	(14)	(5)	-	43
Participação nos lucros ou resultados	(178)	(146)	(18)	(1)	(36)	(14)	(131)	-	(524)
Lucro (Prejuízo) antes dos impostos	35.465	(17.700)	1.277	(156)	1.387	1.933	(6.999)	(714)	14.493
Imposto de renda	(12.057)	5.982	(367)	44	(473)	(1.147)	4.213	243	(3.562)
Lucro líquido (Prejuízo)	23.408	(11.718)	910	(112)	914	786	(2.786)	(471)	10.931
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

* Com início em 2014, a Administração da Liquigás (subsidiária) foi alocada para o segmento de RTM (anteriormente, Distribuição). Os valores anteriormente demonstrados referentes a 2012 foram corrigidos para fins de comparação e os resultados anteriormente atribuíveis ao segmento de Distribuição agora são apresentados sob o segmento RTM, de acordo com a premissa da Administração e prestação de contas adotada para as demonstrações financeiras por segmento de negócios.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio Internacional

	Jan-Dez/2014						
	E&P	Abastecimento	Gás & Energia	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
Demonstração do resultado							
Receita de vendas	3.000	7.406	490	5.167	23	(2.174)	13.912
Intersegmentos	1.234	1.528	34	2	15	(2.174)	639
Terceiros	1.766	5.878	456	5.165	8	–	13.273
Lucro (Prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos	185	(556)	71	96	(327)	(4)	(535)
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras	(413)	(474)	92	82	(428)	(4)	(1.145)
Jan-Dez/2013							
	E&P	Abastecimento	Gás & Energia	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
Demonstração do 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 (Prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos	2.030	(22)	66	105	(303)	(1)	1.875
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras	1.644	(12)	68	92	(62)	(1)	1.729
Jan-Dez/2012							
	E&P	Abastecimento	Gás & Energia	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
Demonstração do 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 (Prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos	2.438	(407)	132	73	(291)	16	1.961
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras	1.317	(400)	121	70	(403)	14	719
Ativo total – por área de negócio internacional							
Em 31.12.2014	9.623	1.861	472	940	1.230	(1.117)	13.009
Em 31.12.2013	13.656	2.652	602	1.085	1.970	(1.842)	18.123

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

30. Processos judiciais e contingências

30.1. Processos judiciais provisionados, Depósitos Judiciais e Processos Judiciais não 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, imposto de renda retido na fonte pela emissão de títulos no exterior, perdas e danos pelo desfazimento de operação de cessão de crédito prêmio de IPI e indenização aos pescadores pelo derramamento de óleo no Rio de Janeiro ocorrido em janeiro de 2000.

Os valores provisionados são os seguintes:

Passivo não circulante	31.12.2014	31.12.2013
Processos trabalhistas	717	569
Processos fiscais	104	94
Processos cíveis	666	545
Processos ambientais	40	26
Outros processos	13	12
	1.540	1.246
	12.31.2014	12.31.2013
Saldo inicial	1.246	1.265
Novas provisões, líquido	766	415
Pagamentos efetuados	(314)	(249)
Provisões e encargos	66	77
Outros	(8)	(57)
Ajuste cumulativo de conversão	(216)	(205)
Saldo final	1.540	1.246

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

Ativo não circulante	31.12.2014	31.12.2013
Trabalhistas	928	882
Fiscais	1.006	1.002
Cíveis	663	529
Ambientais	80	83
Outros	5	8
	2.682	2.504

Os processos judiciais não provisionados cuja probabilidade de perda é considerada possível não são reconhecidos nas demonstrações contábeis mas são divulgados, a menos que a expectativa de ocorrer qualquer desembolso seja remota.

Os passivos contingentes estimados para os processos judiciais em 31 de dezembro de 2014 para os quais a probabilidade de perda é considerada possível são apresentadas na tabela a seguir.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

Natureza	Estimativa
Fiscais	36.992
Cíveis – Gerais	3.896
Trabalhistas	4.661
Cíveis – Ambientais	1.499
Outras	2
	47.050

Os quadros a seguir detalham as principais causas de natureza fiscal, cível, trabalhista e ambiental cujas expectativas de perdas estão classificadas como possível.

Descrição dos processos de natureza fiscal	Estimativa
Autor: Secretaria da Receita Federal do Brasil	
1) Não recolhimento de Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF e Contribuições de Intervenção no Domínio Econômico - CIDE sobre remessas para pagamentos de afretamentos de plataformas. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas, onde a Companhia tem buscado assegurar os seus direitos.	7.929
2) Não recolhimento de IOF sobre operações de mútuos com a PIFCO, BRASOIL e BOC nos exercícios de 2007, 2008, 2009 e 2010. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e de recursos na esfera administrativa.	2.689
3) Lucro de controladas e coligadas domiciliadas no exterior, nos exercícios de 2005, 2006, 2007, 2008, 2009 e 2010. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e recursos na esfera administrativa.	2.547
4) 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.	1.918
5) 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.	1.858
6) Dedução da base de cálculo do IRPJ e CSLL de gastos com desenvolvimento Situação atual: A questão envolve processo em fase administrativa, onde a Companhia tem buscado assegurar seus direitos.	1.757
7) Não homologação de compensação por falta de cumprimento de obrigação acessória. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e de recurso na esfera administrativa.	1.736
8) Não recolhimento da CIDE em operações de importação de nafta. Situação atual: A questão está sendo discutida no âmbito administrativo.	1.328
9) Não recolhimento de contribuição previdenciária sobre pagamento de abonos e gratificação contingente paga a empregados. Situação atual: A questão envolve processos na esfera administrativa, onde a Companhia tem buscado assegurar seus direitos.	821
10) 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.	744
11) 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 envolve processos em fase administrativa e judicial, onde a Companhia tem buscado assegurar os seus direitos.	634
Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo	
12) Afastamento de cobrança de ICMS e multa na importação de sonda de perfuração – admissão temporária em São Paulo e desembaraço no Rio de Janeiro e multa pelo descumprimento de obrigações acessórias. Situação atual: A questão envolve processos na esfera administrativa, onde a Companhia busca assegurar os seus direitos.	1.813
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados AM, BA, DF, ES, PA, PE e RJ	
13) Não recolhimento de ICMS nas vendas de petróleo e gás apurada mediante diferença na medição inicial	

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

e final de estoques.

Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial, onde a Companhia tem buscado assegurar os seus direitos. 1.151

Autor: Secretaria da Fazenda do Estado do Rio de Janeiro

14) 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. 1.323

15) 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 na esfera administrativa, onde a Companhia busca assegurar os seus direitos. 758

Autor: Prefeituras Municipais de Anchieta, Aracruz, Guarapari, Itapemirim, Marataízes, Linhares, Vila Velha, Vitória e Maragogipe.

16) 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 da 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 judicial, onde a Companhia busca assegurar os seus direitos. 846

Autor: Secretarias de Fazenda dos Estados de SP, RS e SC

17) Os três Estados questionam o recolhimento do ICMS referente à importação de gás natural para o MS

Situação atual: A questão envolve processos nas esferas judicial e administrativa, além de três ações cíveis originárias em trâmite no Supremo Tribunal Federal. 799

Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do Rio de Janeiro e de Sergipe

18) 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 fase judicial diversas, onde a Companhia tem buscado assegurar os seus direitos. 396

19) Processos diversos de natureza fiscal 5.945

Total de processos de natureza fiscal 36.992

Descrição dos processos de natureza cível

Estimativa

Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis- ANP

1) Processo administrativo que discute diferença de participação especial e royalties em vários campos. Inclui também discussão por multas aplicadas pela ANP por suposto descumprimento de programa exploratório mínimo e irregularidades nos sistemas de medição de plataformas.

Situação atual: As questões envolvem processos em fase administrativa e judicial diversas, onde a Companhia tem buscado assegurar os seus direitos. 1.557

Autor: Refinaria de Petróleo de Manguinhos S.A.

2) Ação de indenização na qual busca ressarcimento pelos danos causados por uma suposta conduta anticoncorrencial na venda de gasolina e derivados (Diesel e GLP) no mercado interno.

Situação atual: A questão envolve processo em fase judicial, onde a Companhia foi condenada em 1ª instância. A Companhia tem buscado assegurar os seus direitos, sendo certo que o CADE já analisou o tema e decidiu pela ausência de postura anticoncorrencial da Petrobras. 497

3) Processos diversos de natureza cível 1.842

Total de processos de natureza cível 3.896

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

Descrição dos processos de natureza ambiental	Estimativa
Autor: 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.	783
2) Processos diversos de natureza ambiental	716
Total de processos de natureza ambiental	<u>1.499</u>
Descrição dos processos de natureza trabalhista	Estimativa
Autor: SINDIPETRO dos estados do ES, RJ, BA, MG e SP. 1) Ações coletivas que requerem a revisão da metodologia de apuração do complemento de Remuneração Mínima por Nível e Regime (RMNR). Situação atual: A Companhia ajuizou perante o Tribunal Superior do Trabalho dissídio coletivo de natureza jurídica, com o intuito de interpretar a cláusula de acordo coletivo que vem sendo questionado perante a justiça do trabalho.	1.187
Autor: SINDIPETRO do Norte Fluminense e SINDIPETRO do estado da Bahia 2) Ações coletivas que objetivam diferenças salariais decorrentes da alteração do critério de cálculo dos reflexos das horas extras nos repousos semanais remunerados, observando proporção superior à instituída pela Lei nº 605/49. Situação atual: A Companhia recorreu da decisão com relação à ação movida pela Sindipetro/BA e aguarda julgamento pelo Tribunal Superior do Trabalho. A Companhia ajuizou um recurso no Tribunal Superior do Trabalho para reformar a sentença com relação à ação movida pela Sindipetro Norte Fluminense (NF) e aguarda julgamento.	437
Autor: Sindicato dos Petroleiros do Norte Fluminense – SINDIPETRO/NF 3) O Autor objetiva a condenação da PETROBRAS a remunerar como extraordinária a jornada de trabalho que ultrapassar o limite de 12 horas diárias de trabalho efetivo em regime de sobreaviso. Pretende, ainda, que a PETROBRAS seja obrigada a respeitar o limite de 12 horas de efetivo trabalho em regime de sobre aviso, sob pena de multa diária. Situação atual: O processo encontra-se no Tribunal Superior do Trabalho, para julgamento dos recursos interpostos pelas partes.	381
4) Processos diversos de natureza Trabalhista	2.656
Total de processos de natureza trabalhista	<u>4.661</u>

30.2. Ações coletivas (*class actions*) e processos relacionados

Entre 8 de dezembro de 2014 e 7 de janeiro de 2015, cinco ações coletivas (*class action*) foram propostas contra a Companhia perante juízo nos Estados Unidos (*United States District Court, Southern District of New York*). Estas ações foram consolidadas em 17 de fevereiro de 2015. O juízo designou um autor líder, *Universities Superannuation Scheme Limited* (“USS”), em 4 de março de 2015, que apresentou petição inicial consolidada em 27 de março de 2015, pretendendo representar: (i) pessoas ou entidades que compraram ações da Petrobras negociadas na Bolsa de Nova Iorque entre 22 de janeiro de 2010 e 16 de março de 2015, inclusive (o “Período de Classe”), que foram prejudicadas por essas ações; (ii) adquiriram ou de outra forma adquiriram os Notes 2012 segundo a Declaração de Registro de 2009, ou o Notes 2013 Notes ou Notes 2014 de acordo com a Declaração de Registro de 2012 e que foram prejudicadas por essas ações; e (iii) pessoas ou entidades que compraram ações da Petrobras no Brasil, entre 22 de janeiro de 2010 e 19 de março de 2015 e também compraram valores mobiliários da Petrobras nos Estados Unidos da América no mesmo período.

O autor líder alega, dentre outros questionamentos, que a Companhia, através de fatos relevantes e outras informações arquivadas na SEC, teria reportado informações materialmente falsas e cometido omissões capazes de induzir os investidores a erro, principalmente com relação ao valor de seus ativos, despesas, lucro líquido e eficácia de seus controles internos sobre as demonstrações contábeis e as políticas anticorrupção da Companhia,

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

em função de denúncias de corrupção, o que teria supostamente elevado artificialmente o preço dos títulos da Petrobras.

Adicionalmente, três ações foram propostas por investidores individuais perante Corte nos Estados Unidos (*Southern District of New York*) com alegações similares àquelas apresentadas na ação coletiva. Estas ações individuais foram consolidadas em um único juízo.

Essas ações não especificam o montante do suposto dano. Como as ações estão em um estágio bastante preliminar, uma possível perda ou intervalo possível de valores de potenciais perdas, caso ocorram, não pode ser estimado. A Companhia contratou um escritório de advocacia norte-americano especializado e irá se defender em relação às alegações feitas nessas ações.

30.3. Contingências Ativas

30.3.1. Ação judicial nos Estados Unidos – Plataformas P-19 e P-31

Em 2002, a Brasoil e a Petrobras venceram, em primeira instância, perante a Justiça norte-americana, ações conexas movidas pelas seguradoras United States Fidelity & Guaranty Company e American Home Assurance Company, as quais tentavam obter, desde 1997, em face da primeira (Brasoil), declaração judicial que as isentassem da obrigação de pagar o valor do seguro de construção performance bond das plataformas P-19 e P-31, e, em face da segunda (Petrobras), buscavam ressarcimento de quaisquer quantias que viessem a ser condenadas no processo de execução da performance bond.

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

Em agosto de 2014, foi celebrado o acordo extrajudicial, entre a Brasoil e a Petrobras com as seguradoras norte-americanas, onde prevê o encerramento de todas as ações e execuções judiciais ajuizadas nos tribunais brasileiros e no exterior. O montante do acordo foi de US\$ 295. Devido ao reconhecimento inicial de US\$ 72, o impacto no resultado da Companhia foi de US\$ 223, reconhecido em outras despesas líquidas em 2014.

30.3.2. Recuperação do PIS e COFINS

A Companhia ajuizou 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. Petrobras reconheceu o valor de US\$ 290 como impostos a recuperar.

Em relação aos valores de PIS e COFINS recolhidos indevidamente sobre receitas financeiras no período de fevereiro de 1999 a dezembro de 2002, cuja ação foi ajuizada em 2005, a Companhia reconheceu em setembro de 2014 o valor de US\$ 957 (sendo US\$ 360 em outras despesas líquidas e US\$ 597 em resultado financeiro), após o direito à recuperação ter sido reconhecido de forma definitiva, conclusão do levantamento do valor e documentos que possibilitaram o pedido de liquidação judicial.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

Em 31 de dezembro de 2014, a Companhia possui US\$ 1.030 de PIS e COFINS, atualizados monetariamente, registrados em outros ativos realizáveis a longo prazo, que estão em fase de liquidação judicial, conforme detalhado no quadro a seguir:

	31.12.2014
COFINS - Janeiro de 2003 a janeiro de 2004	290
PIS/COFINS - fevereiro de 1999 a novembro de 2002	957
Atualização monetária	24
Ajuste cumulativo de conversão	(241)
Recebíveis não circulante	<u>1.030</u>

31. Compromisso de compra de gás natural

Em 18 de agosto de 2014, a Petrobras firmou acordo com a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPFB, solucionando as divergências existentes na execução do contrato de importação de gás natural boliviano para o mercado brasileiro (GSA). O acordo contempla a solução para as diferentes interpretações do GSA, por meio de pagamentos e compensações de parte a parte, além da celebração de um contrato de fornecimento de gás natural para viabilizar a operação da termoelétrica - UTE Cuiabá até dezembro de 2016.

Em 31 de dezembro de 2014, o valor total do Contrato GSA para o período de 2015 até 2019 é de aproximadamente 54,92 bilhões de m³ de gás natural equivalente a 30,08 m³ por dia, que corresponde a um valor total estimado de US\$ 10,09 bilhões.

A conclusão do acordo resultou em um impacto negativo no resultado de US\$ 383, sendo US\$ 438 em custo dos produtos e serviços vendidos, compensado por um ganho de US\$ 55 em outras receitas.

32. 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\$ 2.467 para os Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração, permanecendo em vigor US\$ 1.881 em 31 de dezembro de 2014, líquidos dos compromissos já cumpridos. Desse montante, US\$ 1.512 correspondem ao penhor do petróleo de campos previamente identificados e já em fase de produção e US\$ 369 referem-se a garantias bancárias.

33. Gerenciamento de riscos

A Petrobras está exposta a uma série de riscos decorrentes de suas operações, tais como o risco relacionado aos preços de petróleo e derivados, às taxas cambiais e de juros, risco de crédito e de liquidez e realiza sua gestão de risco por meio de uma política corporativa de gerenciamento de risco definida por seus diretores.

Tal política visa contribuir para o alcance das metas estratégicas da Companhia através da alocação efetiva de recursos e de um balanceamento adequado entre os seus objetivos de crescimento e retorno e seu nível de exposição a riscos, inerentes tanto do exercício das suas atividades quanto do contexto em que ela opera.

As tabelas a seguir apresentam um resumo das posições mantidas pela Companhia em 31 de dezembro de 2014, reconhecidas como outros ativos e passivos circulantes, além dos valores reconhecidos no resultado, outros resultados abrangentes do exercício e garantias dadas como colaterais por natureza das operações:

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

	Posição patrimonial consolidada				Vencimento
	Valor nocional		Valor justo		
			Posição ativa (passiva)		
	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013	
Derivativos não designados como Hedge					
Contratos Futuros (*)	(4.314)	10.224	70	(20)	
Compra/Petróleo e Derivados	84.544	52.267	-	-	2015
Venda/Petróleo e Derivados	(88.858)	(42.043)	-	-	2015
Contratos de Opções – total (*)	(594)	-	0.7	-	
Compra/Petróleo e Derivados	(364)	-	(0,4)	-	
Venda/Petróleo e Derivados	(230)	-	1.1	-	2015
Contratos a Termo - Total			2	(1)	
Compra/Câmbio (ARS/USD)	USD 10		(1)	-	2015
Venda/Câmbio (BRL/USD)	USD 249	USD 17	3	(1)	2015
SWAP					
Juros - Euribor/taxa fixa	EUR 5	EUR 10	-	(0.6)	2015
Derivativos designados como Hedge					
SWAP – total			(42)	(9)	
Câmbio - cross currency swap	USD 298	USD 298	(22)	11	2016
Juros - Libor/taxa fixa	USD 419	USD 440	(20)	(20)	2020
Total reconhecido no Balanço Patrimonial			30.7	(30.6)	

(*) Valor nocional em mil bbl

	Ganho/(Perda) reconhecido(a) no resultado do período (*)			Ganho/(Perda) reconhecido(a) no patrimônio líquido (**)			Garantias dadas como colaterais	
	2014	2013	2012	2014	2013	2012	31.12.2014	31.12.2013
Derivativos de commodities	368	(105)	(103)	-	-	-	6	143
Derivativos de moeda	(20)	(39)	41	10	10	7	-	-
Derivativos de juros	(11)	-	(1)	(1)	11	(9)	-	-
Derivativo embutido - etanol	-	(37)	10	-	-	-	-	-
	337	(181)	(53)	9	21	(2)	6	143
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações (***)	(702)	(303)	-	(5.741)	(5.923)	-	-	-
	(365)	(484)	(53)	(5.732)	(5.902)	(2)	6	143

(*) Valores reconhecidos como resultado financeiro no período.

(**) Valores reconhecidos como outros resultados abrangentes no período.

(***) Utilizando instrumentos financeiros não-derivativos, conforme nota explicativa 33.3.

A análise de sensibilidade com relação aos diferentes tipos de risco de mercado aos quais a Companhia está exposta com base em sua posição em instrumentos financeiros derivativos em 31 de dezembro de 2014 é apresentada a seguir:

Instrumentos financeiros	Risco	Cenário	Cenário	Cenário
		Provável*	de stress (Δ de 25%)	de stress (Δ de 50%)
Derivativos não designados como hedge contábil				
Contrato Futuros	Petróleo e derivativos – flutuação dos preços	70	(71)	(212)
Contratos a Termo	Câmbio – desvalorização do R\$ frente ao US\$	(20)	(60)	(120)
Contratos a Termo	Câmbio – valorização do peso argentino frente ao US\$	-	(3)	(5)
Swap	Juros – queda de taxa de juros em EUR	-	-	-
Opções	Petróleo e derivativos – flutuação dos preços	1	-	(3)
		51	(134)	(340)
Derivativos designados como hedge contábil				
Swap		(1)	102	305
Dívida	Câmbio – valorização do Iene frente ao US\$	1	(102)	(305)
Efeito líquido		-	-	-
Swap		5	(1)	(1)
Dívida	Juros – alta da taxa LIBOR	(5)	1	1
Efeito líquido		-	-	-

(*) em 27 de fevereiro de 2015, o cenário provável foi calculado considerando-se algumas variações para os riscos: Real x Dólar – desvalorização do real em 8,36%; Iene x Dólar – desvalorização do iene em 0,03%; Peso x Dólar – desvalorização do peso em 2,00%; Curva Futura de LIBOR – aumento de 0,35% ao longo da curva; Curva Futura de EURIBOR – queda de 0,15% ao longo da curva.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

33.1. Gerenciamento de risco de preços de petróleo e derivados

A Petrobras mantém, preferencialmente, a exposição ao ciclo de preços, evitando utilizar derivativos para proteger operações de compra ou venda de mercadorias cujo objetivo seja atender suas necessidades operacionais. As operações com derivativos referem-se, usualmente, à proteção dos resultados esperados de transações comerciais de curto prazo.

33.2. Gerenciamento de risco cambial

No que se refere ao gerenciamento de riscos cambiais, a Petrobras busca identificá-los e tratá-los em uma análise integrada de proteções (hedges) naturais, beneficiando-se das correlações entre suas receitas e despesas. No curto prazo, a gestão de risco envolve a alocação das aplicações do caixa entre real, dólar ou outra moeda. Nesse contexto, a estratégia pode envolver o uso de instrumentos financeiros derivativos para minimizar a exposição cambial de certas obrigações da Companhia.

a) Hedge de fluxo de caixa envolvendo as exportações futuras altamente prováveis da Companhia

A Companhia designa relações de hedge entre exportações e obrigações em USD para que os efeitos da proteção cambial natural existente entre essas operações sejam reconhecidos simultaneamente nas demonstrações financeiras.

A relação de hedge entre dívida e exportações foi estabelecida na proporção de 1/1, ou seja, para a parcela de exportação de cada mês foi designada uma relação de hedge individual, protegida por uma parcela do endividamento da Petrobras. O prazo médio de vencimento das dívidas consideradas é de aproximadamente 6,10 anos.

Os valores de referência (principal) e valor justo em 31 de dezembro de 2014, e um cronograma das perdas registradas em outros resultados abrangentes (patrimônio líquido) tomando como base uma taxa R\$/US\$ de 2,6562 em 31 de dezembro de 2014, são apresentados a seguir:

Instrumento de hedge	Objeto de hedge	Tipo de risco	Vencimento	Valor contábil em 31 de dezembro de 2014	
				Valor principal (US\$ milhões)	Valor (R\$ milhões)
Instrumentos financeiros não derivativos	Parte das exportações mensais futuras altamente prováveis	Moeda estrangeira – Real vs dólar Taxa à vista	Janeiro de 2015 a junho de 2023	50.858	135.088

Movimentação do valor principal (em US\$ milhões)

Designação em 31 de dezembro de 2013	40.742
Designação de novos instrumentos de proteção	22.330
Realização por exportações	(5.764)
Liquidação/amortização do principal	(6.450)
Valor em 31 de dezembro de 2014	50.858

A seguir é apresentada a expectativa anual de realização do saldo em 31 de dezembro de 2014, da variação cambial registrada em outros resultados abrangentes, no patrimônio líquido:

	Consolidado									
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Reclassificação esperada	(1.278)	(1.452)	(1.642)	(1.569)	(1.391)	(924)	(769)	(884)	(132)	(10.041)

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

b) Hedge de fluxo de caixa envolvendo contratos de swap - Iene x Dólar

A Companhia também mantém uma operação de hedge denominada *cross currency swap* para fixar em dólares os custos relacionados a *Bonds* emitidos em Ienes, não tendo intenção de liquidar tais contratos antes do prazo de vencimento. A relação entre o derivativo e o empréstimo também foi designada como hedge de fluxo de caixa.

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

O cenário considerado provável e referenciado por fonte externa, além dos cenários possível e remoto que consideram valorização do câmbio (risco) em 25% e 50%, respectivamente, à exceção dos saldos de ativos e passivos em moeda estrangeira de controladas no exterior, quando realizados em moeda equivalente às suas respectivas moedas funcionais, estão descritos a seguir.

Instrumentos financeiros	Exposição em 31.12.2014	Risco	Cenário	Cenário de stress	Cenário de stress
			Provável (*)	(Δ de 25%)	(Δ de 50%)
Ativos	2.594		217	648	1.297
Passivos	(61.299)	Dólar/Real	(5.123)	(15.325)	(30.649)
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações	50.858		4.250	12.714	25.429
	(7.847)		(656)	(1.963)	(3.923)
Passivos (**)	(651)	Iene/Dólar	-	(163)	(325)
Ativos	6	Euro/Real	-	2	3
Passivos	(2.589)		-	(647)	(1.295)
	(2.583)		-	(645)	(1.292)
Ativos	6.878	Euro/Dólar	(781)	1.719	3.439
Passivos	(13.866)		1.575	(3.467)	(6.933)
	(6.988)		794	(1.748)	(3.494)
Ativos	4		-	1	2
Passivos	(727)	Libra/Real	(54)	(182)	(363)
	(723)		(54)	(181)	(361)
Ativos	1.763		(37)	441	882
Passivos	(3.787)	Libra/Dólar	80	(947)	(1.894)
	(2.024)		43	(506)	(1.012)
Ativos	274	Peso/Dólar	6	69	137
Passivos	(765)		(15)	(191)	(382)
	(491)		(9)	(122)	(245)
	(20.656)		118	(5.165)	(10.327)

(*) Em 27/02/15, os cenários prováveis foram calculados considerando-se as seguintes variações para os riscos:

Real x Dólar - desvalorização do real em 8,36% / Iene x Dólar - desvalorização do Iene em 0,03% / Peso x Dólar - desvalorização do peso em 2,00% / Euro x Dólar - desvalorização do euro em 7,70% / Libra x Dólar - desvalorização da libra em 0,87%. O cenário provável foi construído com base nas taxas de câmbio PTAX de venda do Banco Central em 27 de fevereiro de 2015.

(**) Parte da exposição está protegida pelo derivativo *Cross Currency Swap*.

33.3. Gerenciamento de risco de taxa de juros

A Petrobras, preferencialmente, não utiliza instrumentos financeiros derivativos para gerenciar a exposição às flutuações das taxas de juros, em função de não acarretarem impacto relevante, exceto em situações específicas apresentadas por controladas da Petrobras.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

33.4. Gestão de Capital

A gestão de capital da Companhia tem como objetivo a manutenção de sua estrutura de capital em níveis adequados, visando à continuidade dos seus negócios e o aumento de valor para os acionistas e investidores. As principais fontes de recursos da empresa têm sido sua geração operacional de caixa e os recursos de terceiros obtidos através de empréstimos, emissões de títulos no mercado de capitais internacional e desinvestimentos. A empresa mantém um perfil de endividamento adequado aos prazos de maturação dos seus investimentos, com prazo médio de amortização em torno de seis anos.

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 e depósitos à vista com vencimento superior a 3 meses. O EBITDA ajustado é o lucro líquido antes do resultado financeiro líquido, imposto de renda/contribuição social, depreciação/amortização, participação em investimentos, perda no valor recuperável de ativos (*impairment*) e baixa contábil de gastos adicionais capitalizados indevidamente para o lucro líquido. A capitalização líquida total é calculada adicionando a dívida líquida no patrimônio líquido. 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.

	2014	2013
Endividamento total (circulante e não circulante)	132.158	114.325
Caixa e equivalentes de caixa	(16.655)	(15.868)
Títulos públicos federais e depósitos à vista (vencimento superior a 3 meses)	(9.302)	(3.878)
Endividamento líquido	106.201	94.579
Endividamento líquido/(endividamento líquido + patrimônio líquido)	48%	39%
EBITDA ajustado	24.966	29.426
Índice de endividamento líquido/EBITDA ajustado	4,25	3,21

O desenvolvimento de novos projetos na indústria de petróleo e gás natural envolve prazos de maturação longos e utilização intensiva de recursos financeiros, fazendo com que a companhia possa apresentar investimentos maiores que a geração de caixa operacional durante determinados períodos. A manutenção do preço do petróleo nos níveis atuais, por um longo período, pode também impactar a capacidade de geração operacional de caixa. Dessa forma, a companhia pode conviver temporariamente com a piora de seus indicadores até que os investimentos realizados estejam gerando caixa e/ou outros ajustes decorrentes da revisão do Plano de Negócios e Gestão em andamento sejam implementados.

Além disso, o plano de desinvestimento para o biênio 2015-2016 revisto recentemente, no valor total US\$ 13,7 bilhões, faz parte do planejamento financeiro da Companhia que visa à redução da alavancagem, preservação do caixa e concentração nos investimentos prioritários, notadamente de produção de óleo & gás no Brasil em áreas de elevada produtividade e retorno.

Entretanto, essa carteira de desinvestimento é dinâmica, pois o desenvolvimento das transações dependerá das condições negociais, de mercado e da análise contínua dos negócios da Companhia.

33.5. Risco de crédito

A gestão de crédito de risco na Petrobras visa reconciliar a necessidade de minimizar os riscos (não de arrecadar recebíveis ou depósitos financeiros) e maximizar o resultado das transações comerciais e financeiras, através da eficiente análise, concessão e administração de crédito com base em parâmetros quantitativos e qualitativos que são apropriados para cada segmento de mercado no qual a Companhia opera.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

A carteira de crédito comercial é bastante diversificada entre clientes do mercado interno do país e de mercados do exterior e o crédito concedido a instituições financeiras está distribuído entre os principais bancos internacionais considerados “grau de Investimento” pelas classificadoras internacionais de risco e os mais importantes bancos brasileiros.

33.5.1. 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, assim definindo limites de crédito, os quais são regularmente monitorados.

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 & Poor’s, Moody’s e Fitch. As informações sobre estes ativos financeiros, que não estão vencidos e sem evidências de perdas, estão dispostas a seguir:

	Caixa e caixa equivalentes		Títulos e valores mobiliários	
	2014	2013	2014	2013
AAA	21	23	–	–
AA	100	7	–	–
A	8.145	4.959	20	–
BBB	1.501	62	91	–
AAA.br	5.221	9.926	9.282	3.979
AA.br	926	462	–	–
Outras	741	429	39	37
	16.655	15.868	9.432	4.016

33.6. Risco de Liquidez

O risco de liquidez é representado pela possibilidade de insuficiência de caixa ou outros ativos financeiros, para liquidar as obrigações nas datas previstas e é gerenciado pela Companhia através de ações como: centralização do caixa do sistema, otimizando as disponibilidades e reduzindo a necessidade de capital de giro; caixa mínimo robusto que assegure a continuidade dos investimentos e o cumprimento das obrigações de curto prazo, mesmo em caso de mercado adverso; ampliação das fontes de financiamento, explorando a capacidade de financiamento dos mercados doméstico e internacional, desenvolvendo uma forte presença no mercado de capitais e buscando novas fontes de financiamento com novos produtos de captação de recursos e em novos mercados.

Atualmente, essa estratégia tem sido obtida, por exemplo, através de acesso ao mercado bancário asiático. Consideramos utilizar as fontes tradicionais de financiamento (bancos, *Export Credit Agencies* - ECAs e mercado de capitais) ao longo de 2015 para captar os recursos necessários para a rolagem da dívida e financiamento dos nossos investimentos. Além disso, o programa de desinvestimento de US\$ 13,7 bilhões irá contribuir para o suprimento das necessidades de liquidez.

O fluxo nominal (não descontado) de principal e juros dos financiamentos, por vencimento, é apresentado a seguir:

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

Vencimento	2015	2016	2017	2018	2019	2020 em	Saldo em 31	Saldo em 31
						diante	de dezembro	de dezembro
							de 2014	de 2013
	16.042	18.499	16.842	22.351	27.506	78.464	179.704	155.175

33.7. Seguros (não auditado)

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 autoseguro 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\$ 20.

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 2014 podem ser assim demonstradas:

Ativo	Tipos de cobertura	Importância
		segurada
Instalações, equipamentos e produtos em estoque	Incêndio, riscos operacionais e riscos de engenharia	182.746
Navios-tanque e embarcações auxiliares	Cascos	3.800
Plataformas fixas, sistemas flutuantes de produção e unidades de perfuração marítimas	Riscos de petróleo	38.741
Total		<u>225.287</u>

A Petrobras não faz seguros de lucros cessantes, controle de poços (operações no Brasil), automóveis e da malha de dutos no Brasil.

34. Valor justo dos ativos e passivos financeiros

Os valores justos são determinados com base em preços de mercado, quando disponível, ou na ausência desses, com base no valor presente dos fluxos de caixa futuros esperados. Os valores justos de caixa e equivalentes de caixa, da dívida de curto prazo, bem como de demais ativos e passivos de longo prazo são equivalentes ou 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 1: são a evidência mais confiável de valor justo, 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 2: são informações, que não os preços cotados incluídos no Nível 1, observáveis para o ativo ou passivo, direta ou indiretamente.
- Nível 3: são informações não observáveis para o ativo ou passivo.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

	Valor justo medido com base em			Total do valor justo contabilizado
	Nível 1	Nível 2	Nível 3	
Ativos				
Títulos e valores mobiliários	2.711	–	–	2.711
Derivativos de commodities	70.7	–	–	70.7
Derivativos de moeda estrangeira	–	2	–	2
Saldo em 31 de dezembro de 2014	2.781.7	2	–	2.783.7
Saldo em 31 de dezembro de 2013	3.895	10	–	3.905
Passivos				
Derivativos de moeda estrangeira	–	(22)	–	(22)
Derivativos de juros	–	(20)	–	(20)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	–	(42)	–	(42)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	(20)	(20.6)	–	(40,6)

Não há transferências relevantes entre os níveis.

Em 31 de dezembro de 2014, o valor justo estimado para os financiamentos de longo prazo da Companhia, calculado a taxas de mercado vigentes, é apresentado na nota explicativa 17.

35. Eventos subsequentes

Revisão da classificação de risco da Petrobras pela agência de risco Moody's

Em 24 de fevereiro de 2015, a agência de risco Moody's rebaixou a nota de crédito concedida aos bonds da Companhia no mercado americano e com isso a Petrobras deixou de ser classificada como "grau de investimento" por esta agência.

Esta revisão, segundo a Moody's, refletia a preocupação com as investigações de corrupção em curso e as possíveis pressões sobre a liquidez da Companhia resultantes do atraso na divulgação das demonstrações financeiras auditadas. Adicionalmente, ressalta que a Companhia deverá passar por um momento desafiador objetivando a redução do seu endividamento nos próximos anos e irá necessitar de mais tempo do que o anteriormente previsto para reduzir sua alavancagem.

A Companhia destaca que não possui *covenants* (obrigação de fazer) relacionados ao rebaixamento de rating por parte das agências classificadoras de risco ou relacionados à rating abaixo da classificação "grau de investimento".

Encerramento das atividades no Japão

Em fevereiro de 2015, a Petrobras decidiu dar início a seu plano de saída de Okinawa, Japão. O plano prevê encerramento das atividades de refino da refinaria Nansey Sekiyu (NSS), que será conduzido em estreita colaboração com o METI (*Ministry of Economy, Trade and Industry*) japonês.

Venda de ativos na Argentina

Em 30 de março de 2015, a Petrobras Argentina S.A., PESA, alienou a totalidade de seus ativos situados na Bacia Austral, na província de Santa Cruz, para a Companhia General de Combustibles S.A. (CGC) pelo valor de US\$ 101.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado ao contrário)

Captações no Mercado Bancário

Em 1º de abril de 2015, a Petrobras, por meio de sua controlada indireta Petrobras Global Trading BV – PGT, contratou uma linha de crédito de mercado bancário, no montante de US\$ 3,5 bilhões, com vencimento em 10 anos com China Development Bank Corporation - CDB.

Em 9 de abril de 2015, a Petrobras, por meio de sua controlada integral, Petrobras Distribuidora S.A, assinou contrato de financiamento com o Banco do Brasil, no valor de R\$ 4,5 bilhões (US\$ 1,5 bilhões), destinado a capital de giro, com vencimento em março de 2021.

Em 17 de abril de 2015, a Companhia anunciou a aprovação dos seguintes contratos:

- limite de financiamento pré-aprovado (*standby*), com a Caixa Econômica Federal, no valor de R\$ 2 bilhões (US\$ 0,8 bilhões) e prazo de até 5 anos;
- limite de financiamento pré-aprovado (*standby*), com o banco Bradesco, no valor de R\$ 3 bilhões (US\$ 1,2 bilhões) e prazo de até 5 anos;
- Acordo de Cooperação (*Cooperation Agreement*) com o banco Standard Chartered, para uma operação de “Venda com Arrendamento e Opção de Recompra” (*sale and leaseback*) de plataformas de produção, no valor de até US\$ 3 bilhões e prazo de 10 anos.

36. Informações sobre títulos garantidos emitidos pelas subsidiárias

36.1. 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 B.V. (PGF), subsidiária financeira da Petrobras. Não há nenhuma restrição significativa sobre a capacidade de a Petrobras levantar fundos do PGF.

36.2. Petrobras International Finance Company – PifCo

No passado, a Petrobras utilizou sua antiga subsidiária integral Petrobras International Finance Company S.A., ou PifCo, como veículo para emitir *notes* total e incondicionalmente garantidos pela Companhia. A PGF adquiriu todas as ações em circulação da Petrobras International Finance Company S.A. (PifCo) em 12 de fevereiro de 2014 e em 29 de dezembro de 2014, a PifCo incorporou-se à PGF, e a PGF assumiu as obrigações da PifCo com relação aos *notes* em circulação originalmente emitidos pela PifCo, que continua se beneficiando com a garantia total e incondicional da Petrobras.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar sobre a Exploração e Produção de Petróleo e Gás (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

Estas informações adicionais sobre as atividades de exploração e produção de petróleo e gás da companhia foram elaboradas 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, 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.

Com início em 1995, o governo federal brasileiro assumiu uma ampla reforma do sistema regulatório do país com relação ao petróleo e gás. Em 9 de novembro de 1995, a Constituição Brasileira foi alterada para autorizar o governo federal a contratar junto a qualquer empresa estatal ou empresa privada a realização de atividades relacionadas com os segmentos de exploração e produção (*upstream*) e de transporte, distribuição e comercialização (*downstream*) do setor brasileiro de petróleo e gás. Essa emenda eliminou o monopólio efetivo da Petrobras. A emenda foi implementada pela Lei do Petróleo, que liberou o mercado de combustíveis no Brasil em 1 de janeiro de 2002.

A Lei do Petróleo estabeleceu uma estrutura regulatória encerrando com a representação exclusiva da Petrobras e permitindo a concorrência em todos os aspectos do setor de petróleo e gás no Brasil. Conforme previsto na Lei do Petróleo, a Petrobras obteve o direito exclusivo por um período de 27 anos de explorar as reservas de petróleo em todos os campos onde a Companhia havia iniciado anteriormente a produção. Contudo, a Lei do Petróleo estabeleceu uma estrutura processual para a Petrobras pleitear direitos exploratórios exclusivos (e, em caso de êxito, desenvolvimento) por um período de até três anos no que diz respeito às áreas onde a Companhia poderia demonstrar que “estabeleceu prospecções”. Para aperfeiçoar seu pedido de explorar e desenvolver essas áreas, a Companhia teve que demonstrar que tinha a capacidade financeira necessária para realizar essas atividades, sozinha, ou através do financiamento ou acordos de parceria.

O segmento Internacional compreende atividades na América do Sul, que inclui Argentina, Colômbia e Equador; na América do Norte, que inclui o México e os Estados Unidos da América; e outros, que representa Turquia. Investidas por Equivalência Patrimonial é composto por operações da Petrobras Oil and Gas B.V. (PO&G) em Namíbia e Nigéria, assim como empresas na Venezuela atuantes em atividades de exploração e produção.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar sobre a Exploração e Produção de Petróleo e Gás (não auditada)
(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

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:

	Consolidado						Investidas por Equivalência Patrimonial	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros Internacional	Total	Total	
31 de dezembro de 2014								
Reservas de petróleo e gás não provadas	9.298	72	673	-	-	745	10.043	9
Reservas de petróleo e gás provadas	96.520	2.007	4.247	-	-	6.254	102.774	4.542
Equipamentos de suporte	79.497	1.181	78	-	3	1.262	80.759	26
Custos capitalizados brutos	185.315	3.260	4.998	-	3	8.261	193.576	4.577
Depreciação, exaustão e amortização	(46.691)	(1.753)	(1.274)	-	(3)	(3.030)	(49.721)	(1.819)
Custos capitalizados, líquidos	138.624	1.507	3.724	-	-	5.231	143.855	2.758
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	82.389	2.410	5.907	-	-	8.317	90.706	3.972
Equipamentos de suporte	81.436	360	(274)	(15)	4	75	81.511	1
Custos capitalizados brutos	185.086	3.596	6.319	7	4	9.926	195.012	3.973
Depreciação, exaustão e amortização	(44.626)	(2.045)	(948)	-	(4)	(2.997)	(47.623)	(1.455)
Custos capitalizados, líquidos	140.460	1.551	5.370	7	1	6.929	147.389	2.518
31 de dezembro de 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	60.651	3.950	3.572	2.467	-	9.989	70.640	491
Equipamentos de suporte	74.411	1.499	2	26	7	1.534	75.945	-
Custos capitalizados brutos	183.317	6.154	5.215	3.994	32	15.394	198.711	491
Depreciação, exaustão e amortização	(43.283)	(3.013)	(625)	(1.415)	(3)	(5.056)	(48.339)	(170)
Custos capitalizados, líquidos	140.034	3.141	4.590	2.579	29	10.338	150.372	321

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar sobre a Exploração e Produção de Petróleo e Gás (não auditada)
(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

ii) Custos incorridos na aquisição, exploração e desenvolvimento de campos de petróleo e gás

Os custos incorridos incluem valores reconhecidos no resultado e capitalizados, conforme demonstrado a seguir:

						Consolidado	Investidas por Equivalência Patrimonial	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros	Internacional (*)	Total	Total
31 de dezembro de 2014								
Custos de aquisição de áreas:								
Provadas	-	89	-	-	-	89	89	-
Não provadas	54	-	-	-	-	-	54	-
Custos de exploração	5.455	122	135	15	-	272	5.727	-
Custos de desenvolvimento	18.158	546	418	-	-	964	19.122	638
Total	23.667	757	552	15	-	1.325	24.992	638
31 de dezembro de 2013								
Custos de aquisição de áreas:								
Provadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Não provadas	2.791	-	-	-	-	-	2.791	-
Custos de exploração	6.814	183	397	1	1	582	7.396	-
Custos de desenvolvimento	16.732	673	1.138	282	2	2.095	18.827	237
Total	26.337	856	1.535	283	3	2.677	29.014	237
31 de dezembro de 2012								
Custos de aquisição de áreas:								
Provadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Não provadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Custos de exploração	5.670	282	601	86	1	970	6.640	-
Custos de desenvolvimento	16.217	877	1.036	285	60	2.258	18.475	19
Total	21.887	1.159	1.637	371	61	3.228	25.115	19

(*) Os valores de ativos classificados como mantidos para venda em 2013 foram realizados em 2014.

(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 2014, 2013 e 2012 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, exaustão 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 a Exploração e Produção de Petróleo e Gás (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

(iii) Resultado operacional das atividades de produção de petróleo e gás

							Consolidado	Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros	Internacional	Total	Total
31 de dezembro de 2014								
Receitas operacionais líquidas:								
Vendas a terceiros	500	847	919	-	-	1,766	2,266	676
Intersegmentos	65.116	1,234	-	-	-	1,234	66,350	1,394
	65.616	2,081	919	-	-	3,000	68,616	2,071
Custos de produção	(27.397)	(998)	(227)	-	-	(1,225)	(28,622)	(579)
Despesas de exploração	(2.882)	(28)	(142)	(15)	-	(185)	(3,067)	(280)
Depreciação, exaustão e amortização	(7.675)	(352)	(558)	-	-	(910)	(8,585)	(174)
Redução do valor recuperável de propriedades de petróleo e gás	(2.133)	(87)	(1,585)	(6)	-	(1,678)	(3,811)	(74)
Outras despesas operacionais	(2.827)	1,059	(112)	2	113	1,063	(1,764)	(8)
Resultados antes dos impostos	22.702	1,675	(1,705)	(20)	113	64	22,766	954
Imposto de renda e contribuição social	(7.719)	(490)	(4)	-	17	(477)	(8,196)	(653)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	14.983	1,186	(1,709)	(20)	130	(413)	14,570	301
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)
Redução do valor recuperável de propriedades de petróleo e gás	(4)	1	(14)	(560)	-	(573)	(577)	-
Outras despesas operacionais	(1.345)	(256)	(75)	(50)	1,748	1,367	22	-
Resultados 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
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)
Redução do valor recuperável de propriedades de petróleo e gás	(34)	-	-	(16)	-	(16)	(50)	-
Outras despesas operacionais	(1.801)	(152)	(113)	176	(42)	(131)	(1,932)	-
Resultados 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)

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar sobre a Exploração e Produção de Petróleo e Gás (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

(iv) Informações sobre reservas

As reservas provadas líquidas de petróleo e gás natural estimadas pela companhia e as correspondentes movimentações para os exercícios de 2014, 2013 e 2012 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 preveem o direito de operação, salvo se evidências deem 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 provadas da Bolívia não são classificadas como tal em 2010 devido à nova Constituição Boliviana, que restringe a divulgação de reservas estimadas para propriedades sob sua competência. O saldo inicial das reservas provadas bolivianas em 2010 foi ajustado sob a alínea “Revisões de estimativas anteriores”.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar sobre a Exploração e Produção de Petróleo e Gás (não auditada)
(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

(iv) Informações sobre quantidade de 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	
Reservas em 31 de dezembro de 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	-
Produção no ano	(690,7)	(25,2)	(3,3)	(19,0)	(47,5)	(1,0)	(739,1)	(2,3)
Reservas em 31 de dezembro de 2012	10.539,2	175,4	74,0	140,2	389,6	8,3	10.937,1	24,3
Transferências 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)
Produção no ano	(671,0)	(22,8)	(4,3)	-	(27,1)	(0,8)	(698,9)	(16,5)
Reservas em 31 de dezembro de 2013	10.658,4	166,0	123,1	(0,0)	289,2	8,8	10.956,4	84,5
Revisão de estimativas anteriores	629,3	(3,2)	5,3	-	2,1	0,2	631,6	(1,1)
Extensões e descobertas	267,7	3,0	1,6	-	4,6	-	272,3	-
Aprimoramento na recuperação	-	0,5	-	-	0,5	-	0,5	-
Vendas de reservas	-	(104,4)	(0,1)	-	(104,5)	-	(104,5)	-
Produção no ano	-	22,9	-	-	22,9	-	22,9	-
Revisão de estimativas anteriores	(704,6)	(18,3)	(10,0)	-	(28,3)	(1,1)	(734,0)	(11,3)
Reservas em 31 de dezembro de 2014	10.850,9	66,5	119,9	(0,0)	186,5	7,9	11.045,2	72,1

*Valores transferidos das entidades consolidadas para as entidades segundo o método de equivalência patrimonial, já que a Companhia deixou de consolidar PO&G.

** Em 2013 inclui o valor de 105 milhões de barris referentes a ativos mantidos para venda.
Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar sobre a Exploração e Produção de Petróleo e Gás (não auditada)
(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

(iv) Informações sobre quantidade de 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	América do		América do		América do		Consolidado	Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	Sul	Brasil	Sul	Brasil	Sul	Brasil	América do Sul
Reservas em 31 de dezembro de 2011	11.067,0	1.189,6	71,9	39,3	1.300,8	13,4	12.381,2	43,5
Revisão das 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)	-
Produção no ano	(747,3)	(108,0)	(6,9)	-	(114,9)	(1,9)	(864,1)	(0,9)
Reservas em 31 de dezembro de 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 das 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 de dezembro de 2013	11.291,7	1.058,5	132,9	0,0	1.191,4	11,8	12.494,8	61,9
Revisão das estimativas anteriores	468,0	25,5	46,1	-	71,6	0,1	539,7	(14,4)
Extensões e descobertas	216,0	42,1	6,0	-	48,1	-	264,1	-
Aprimoramento na recuperação	-	10,8	-	-	10,8	-	10,8	-
Vendas de reservas	-	(351,7)	(0,1)	-	(351,8)	-	(351,8)	-
Aquisição de reservas	-	47,1	-	-	47,1	-	47,1	-
Produção no ano	(805,4)	(101,5)	(4,9)	-	(106,4)	(1,4)	(913,2)	(0,6)
Reservas em 31 de dezembro de 2014	11.170,3	730,8	180,0	0,0	910,8	10,6	12.091,5	46,9

*Valores transferidos das entidades consolidadas para as entidades segundo o método de equivalência patrimonial, já que a Companhia deixou de consolidar PO&G.

** Em 2013 inclui o valor de 363 bilhões de pés cúbicos referentes a ativos mantidos para venda.

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar sobre a Exploração e Produção de Petróleo e Gás (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

(iv) Informações sobre quantidade de reservas

	2014				2013				2012			
	Petróleo bruto	Petróleo sintético	Gás natural	Gás sintético	Petróleo bruto	Petróleo sintético	Gás natural	Gás sintético	Petróleo bruto	Petróleo sintético	Gás natural	Gás sintético
	(milhões de barris)	(bilhões de pés cúbicos)	(bilhões de pés cúbicos)	(bilhões de pés cúbicos)	(milhões de barris)	(bilhões de pés cúbicos)	(bilhões de pés cúbicos)	(bilhões de pés cúbicos)	(milhões de barris)	(bilhões de pés cúbicos)	(bilhões de pés cúbicos)	(bilhões de pés cúbicos)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas:												
Entidades consolidadas												
Brasil	7.002,7	7,9	6.661,0	10,6	6.509,3	8,8	6.578,9	11,8	6.397,5	8,3	6.811,5	13,3
América do Sul	52,0	-	358,2	-	86,0	-	368,4	-	96,5	-	414,1	-
América do Norte	63,6	-	146,2	-	46,2	-	9,9	-	21,2	-	25,2	-
África	-	-	-	-	-	-	-	-	77,8	-	35,8	-
Internacional	115,6	-	504,3	-	132,2	-	378,3	-	195,5	-	475,1	-
Total Entidades Consolidadas	7.118,3	7,9	7.165,4	10,6	6.641,6	8,8	6.957,3	11,8	6.593,0	8,3	7.286,6	13,3
Entidades Não Consolidadas												
América do Sul	9,4	-	15,7	-	12,4	-	14,9	-	12,7	-	14,6	-
África	30,8	-	14,4	-	37,3	-	15,7	-	-	-	-	-
Internacional	40,2	-	30,1	-	49,8	-	30,5	-	12,7	-	14,6	-
Total Entidades Não Consolidadas	40,2	-	30,1	-	49,8	-	30,5	-	12,7	-	14,6	-
Total Entidades Consolidadas e Não Consolidadas	7.158,5	7,9	7.195,5	10,6	6.691,4	8,8	6.987,8	11,8	6.605,7	8,3	7.301,2	13,3
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas:												
Entidades Consolidadas												
Brasil	3.848,2	-	4.509,2	-	4.149,1	-	4.712,7	-	4.141,7	-	3.533,0	-
América do Sul	14,6	-	372,5	-	80,1	-	690,1	-	78,9	-	669,5	-
América do Norte	56,4	-	33,8	-	77,0	-	123,1	-	52,8	-	42,5	-
África	-	-	-	-	-	-	-	-	62,4	-	9,8	-
Internacional	71,0	-	406,3	-	157,1	-	813,2	-	194,1	-	721,8	-
Total Entidades Consolidadas	3.919,2	-	4.915,5	-	4.306,2	-	5.525,9	-	4.335,8	-	4.254,8	-
Entidades Não Consolidadas												
América do Sul	8,6	-	11,9	-	8,8	-	26,4	-	11,6	-	33,2	-
África	23,3	-	4,9	-	25,9	-	4,9	-	-	-	-	-
Internacional	31,9	-	16,8	-	34,7	-	31,3	-	11,6	-	33,2	-
Total Entidades Não Consolidadas	31,9	-	16,8	-	34,7	-	31,3	-	11,6	-	33,2	-
Total Entidades Consolidadas e Não Consolidadas	3.951,1	-	4.932,3	-	4.340,8	-	5.557,2	-	4.347,4	-	4.288,0	-

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar sobre a 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.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar sobre a Exploração e Produção de Petróleo e Gás (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

A avaliação determinada pelo Tópico de Codificação 932 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.

						Investidas por	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Internacional **	Consolido Total	Equivalência Patrimonial Total
Em 31 de dezembro de 2014							
Fluxos de caixa futuros	1.080.516	7.164	11.334	–	18.498	1.099.014	6.282
Custos de produção futuros	(469.252)	(3.743)	(3.687)	–	(7.430)	(476.682)	(1.904)
Custos de desenvolvimento futuros	(70.098)	(1.195)	(2.351)	–	(3.547)	(73.644)	(1.613)
Despesas futuras de imposto de renda	(188.740)	(618)	(408)	–	(1.026)	(189.766)	(920)
Fluxo de caixa líquidos futuros não descontados	352.427	1.608	4.888	–	6.495	358.922	1.846
10% de desconto anual/semestral para o período apropriado de fluxo de caixa estimado *	(178.720)	(526)	(1.582)	–	(2.108)	(180.828)	(553)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados	173.707	1.082	3.306	–	4.388	178.094	1.292
Em 31 de dezembro de 2013							
Fluxos de caixa futuros	1.134.383	16.770	12.071	–	28.841	1.163.225	8.724
Custos de produção futuros	(469.442)	(8.742)	(3.484)	–	(12.226)	(481.668)	(3.051)
Custos 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
10% de desconto anual/semestral para o período apropriado de fluxo de caixa estimado *	(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
Custos de produção futuros	(458.630)	(8.822)	(1.676)	(3.105)	(13.603)	(472.233)	(2.880)
Custos 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
10% de desconto anual/semestral para o período apropriado de fluxo de caixa estimado *	(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

*Capitalização semestral

**Em 2013 inclui o valor de US\$ 1.758 referente a ativos classificados como mantidos para venda.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar sobre a Exploração e Produção de Petróleo e Gás (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

(v) Avaliação padronizada do fluxo de caixa líquido futuro relacionado com as quantidades de petróleo e gás e variações

						Consolidado	Investidas por Equivalência Patrimonial	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros Internacional	Total	Total	
Saldo em 1º de janeiro de 2014	188.569	2.754	3.335		–	6.088	194.657	1.704
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(38.212)	(652)	(700)	–	–	(1.352)	(39.563)	(952)
Custos de desenvolvimento incorridos	18.158	546	418	–	–	964	19.122	638
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	–	(1.092)	106	–	–	(985)	(985)	–
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias menos custos relacionados	7.197	182	–	–	–	182	7.379	–
Revisões de estimativas anteriores de quantidade	16.764	(28)	213	–	–	185	16.949	(30)
Variação líquida dos preços, preços de transferência e custos de produção	(33.371)	(255)	(397)	–	–	(652)	(34.023)	(547)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(11.824)	(361)	38	–	–	(323)	(12.147)	(116)
Acréscimo de desconto	18.857	132	343	–	–	475	19.331	176
Variação líquida de imposto de renda	7.570	(114)	(94)	–	–	(208)	7.363	86
Ocorrência		–	19	–	–	19	19	(29)
Outros – não especificados		(30)	25	–	–	(6)	(6)	362
Saldo em 31 de dezembro de 2014	173.707	1.082	3.306	–	–	4.388	178.094	1.292

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar sobre a Exploração e Produção de Petróleo e Gás (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

						Consolidado	Investidas por Equivalência Patrimonial	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros Internacional	Total	Total	
Saldo em 1° de janeiro de 2013	188.618	3.200	2.466	3.755	–	9.421	198.039	411
Transferências devido a 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 menos custos relacionados	33.171	–	673	–	–	673	33.844	–
Revisões de estimativas anteriores de quantidade	(4.075)	28	936	–	–	963	(3.112)	84
Variação líquida dos 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 de imposto de renda	(877)	189	(12)	–	–	176	(701)	272
Ocorrência		(3)	(654)	–	–	(657)	(657)	–
Outros – não especificados		(102)	46	–	–	(56)	(56)	(192)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	188.569	2.754	3.335	–	–	6.088	194.657	1.704

*Valores transferidos de entidades consolidadas para entidades segundo o método de equivalência patrimonial, já que a Companhia deixou de consolidar PO&G.

** Inclui o valor de US\$ 1.758 referente a ativos classificados como mantidos para venda.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar sobre a Exploração e Produção de Petróleo e Gás (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

						Investidas por	
						Consolidado	Equivalência
						Patrimonial	
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Internacional	Total	Total
Saldo em 1° 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	1.642	17.859	19
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	-	-	-	-	-	-	-
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias menos custos relacionados	17.855	180	1.017	1.372	2.569	20.424	40
Revisões de estimativas anteriores de quantidade	3.410	246	(59)	1.774	1.961	5.371	(58)
Variação líquida dos preços, preços de transferência e custos de produção	(6.848)	84	114	(341)	(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 de 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
Saldo em 31 de dezembro de 2012	188.619	3.199	2.465	3.755	9.419	198.038	411