Conforme arquivado na Securities and Exchange Comission (SEC) em 27 de abril de 2016.

COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS DOS ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA

WASHINGTON, D.C. 20549
FORMULÁRIO 20-F
RELATÓRIO ANUAL
DE ACORDO COM A SEÇÃO 13 OU 15(d)
DA LEI DE VALORES MOBILIÁRIOS DE 1934
para o exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2015

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 Executivo Financeiro e de Relação com Investidores
(55 21) 3224-2401 – 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 a Seção 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
3,500% 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
6,850% Global Notes com vencimento em 2115, 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 a Seção 12(g) da Lei: Nenhum

Valores Mobiliários para os quais existe uma obrigação de comunicação, de acordo com a Seção 15(d) da Lei: Nenhum

A quantidade de ações emitidas e em circulação de cada classe de ações da Petrobras em 31 de dezembro de 2015 era:

7.442.454.142 Ações Ordinárias Petrobras, sem valor nominal

5.602.042.788 Ações Preferenciais Petrobras, sem valor nominal

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

Sim ☑ Não ☐

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

Sim ☐ Não ☑

Indicar com um √ se o requerente (1) protocolou todos os relatórios exigidos de acordo com a Seção 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 ☐

Indicar com um √ 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 ☐

Indicar com um √ 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 de Valores Mobiliários. (Marcar apenas um):

Large accelerated filer ☑ Accelerated filer ☐ Non-accelerated filer ☐

Indicar com √ qual a norma contábil que o requerente usou para preparar as demonstrações contábeis incluídas neste protocolo:

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

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

Item 17 ☐ Item 18 ☐

Se este for um relatório anual, assinalar com √ se o requerente é uma empresa *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 ☑

ÍNDICE

Página

Demonstrativos de Projeção 5
Glossário de alguns termos utilizados neste relatório anual 7
Tabela de Conversão 13
Abreviações 14
Apresentação das Informações Financeiras e outras Informações 15
Apresentação de Informações sobre Reservas 16
PARTE I 17
Item 1. Identificação dos Conselheiros, Alta Administração e Consultores 17
Item 2. Estatística de Oferta e Cronograma Previsto 17
Item 3. Informações Principais 17
Dados Financeiros Selecionados 17
Fatores de Risco **..... 20**
Item 4. Informações sobre a companhia 42
História e Desenvolvimento 42
Visão Geral do Grupo 43
Exploração e Produção 45
Refino, Transporte e Comercialização 57
Distribuição 64
Gás e Energia 65
Biocombustíveis 74
Corporativo 75
Estrutura Organizacional 75
Ativos imobilizados 76
Regulamentação do Setor de Petróleo e Gás no Brasil 77
Iniciativas em Segurança, Meio Ambiente e Saúde 81
Seguro 83
Informações Adicionais sobre Reservas e Produção 84
Item 4A. Comentários Não-Resolvidos de Equipe 94
Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras 94
Discussão da Administração e Análise da Condição Financeira e Resultados das Operações 94
Visão Geral 94
Volumes de Vendas e Preços 95
Efeitos dos Impostos sobre nosso Lucro 97
Inflação e Variação Cambial 98
Resultados das Operações 99
Informações Adicionais por Segmento de Negócio 111
Liquidez e Recursos de Capital 112
Obrigações Contratuais 117
Políticas Contábeis Críticas e Estimativas 117
Pesquisa e Desenvolvimento 123
Tendências 125
Item 6. Conselheiros, Alta Administração e Empregados 127
Conselheiros e Alta Administração 127
Remuneração 132
Participação Acionária 133
Conselho Fiscal 133
Comitê de Auditoria 134
Outros Comitês 134
Ouvidoria Geral 136
Empregados e Relações Trabalhistas 137
Item 7. Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas 140
Principais Acionistas 140
Transações com Partes Relacionadas 140
Item 8. Informações Financeiras 142

ÍNDICE

Página

Demonstrações Consolidadas e Outras Informações Financeiras 142
Processos Judiciais 142
Comissões Internas 144
Distribuição de Dividendos 146
Item 9. A Oferta e a Listagem 146
Item 10. Informações Adicionais 148
Atos Constitutivos e Estatuto Social 148
Restrições a Detentores Não-Brasileiros 157
Transferência de Controle 157
Divulgação de Participações Acionárias 157
Contratos Relevantes 158
Controles de Câmbio 168
Tributação Relativa às nossas ADSs e Ações Ordinárias e Preferenciais 169
Tributação Relativa aos Títulos da PGF 177
Documentos em Exibição 183
Item 11. Divulgações Qualitativas e Quantitativas sobre o Risco de Mercado 183
Item 12. Descrição de outros Títulos, exceto Títulos Patrimoniais 186
American Depositary Shares 186
PARTE II 187
Item 13. Inadimplências, Dividendos em Atraso e Mora 187
Item 14. Modificações Relevantes nos Direitos dos Titulares de Títulos e no uso de Recursos 187
Item 15. Controles e Procedimentos 188
Controles e Procedimentos de Divulgação 188
Relatório da Administração em relação aos controles internos sobre relatórios financeiros 188
Mudanças nos Controles Internos sobre as demonstrações contábeis 195
Item 16A. Perito Financeiro do Comitê de Auditoria 195
Item 16B. Código de Ética 195
Item 16C. Principais Honorários e Serviços Contábeis 196
Honorários de Auditória e de Serviços 196
Políticas e Procedimentos de Aprovação do Comitê de Auditoria 197
Item 16D. Isenções das Normas de Listagem em Bolsa para os Comitês de Auditoria 197
Item 16E. Aquisição de Valores Mobiliários pelo Emissor e por Compradores Afiliados 197
Item 16F. Mudança no Contador Responsável do Requerente 197
Item 16G. Governança Corporativa 197
PARTE III 201
Item 17. Demonstrações contábeis 201
Item 18. Demonstrações contábeis 201
Item 19. Anexos 201
Assinaturas 213

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;

- desenvolvimentos 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;

- nossa capacidade de implementar com sucesso as vendas de ativos sob nosso programa de desinvestimento;

- 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 ALGUNS TERMOS UTILIZADOS NESTE RELATÓRIO ANUAL

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

ADR.....	American Depositary Receipt (recibo de ações de companhia não sediada nos Estados Unidos, emitido, custodiado em um banco americano e negociado no mercado de ações norte-americano)
ADS.....	American Depositary Share (ações de uma empresa não sediada nos Estados Unidos, adquiridas por um banco norte-americano que custodia essas ações em nome do acionista).
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.
AMS.....	Assistência Multidisciplinar de Saúde
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.
Bahiagás.....	Companhia de Gás da Bahia
Banco do Brasil	Banco do Brasil S.A.
Bank of New York Mellon	Bank of New York Mellon, banco depositário dos nossos ADSs ordinários e preferenciais
Barris.....	Medida padrão de volume de petróleo.
BEAR	Bear Insurance Company Ltd, nossa subsidiária em Bermudas.
BM&F Bovespa	BM&FBOVESPA S.A. Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros.
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
Braskem	Braskem S.A.
BSR.....	Boias de Sustentação de *Riser*
Câmara de Arbitragem do Mercado	Câmara de arbitragem controlada e mantida pela BM&F Bovespa.

CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.
CDB	Banco de Desenvolvimento da China.
CEG Rio	Gas Natural Fenosa, companhia de distribuição de gás natural do Estado do Rio de Janeiro.
Central Depositária	Central Depositária de Ativos e de Registro de Operações do Mercado, que serve como o custodiante das ações ordinárias e preferenciais (incluindo aquelas representadas por ADSs), em nome de nossos acionistas.
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.
CNODC	CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda.
CNOOC	CNOOC Petroleum Brasil Ltda.
CNPE	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.
Comperj	Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro.
CONAMA.....	Conselho Nacional do Meio Ambiente.
COSO.....	Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (Comitê das Organizações Patrocinadoras da Comissão Treadway).
COSO-ERM	Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission – Enterprise Risk Management Integrated Framework (Comitê das Organizações Patrocinadoras da Comissão Treadway - Gerenciamento de Riscos Corporativos – Estrutura Integrada).
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	Comissão de Valores Mobiliários do Brasil, ou CVM.
D&M	DeGolyer and MacNaughton
Destilação	Um processo pelo qual os líquidos são separados ou refinados por vaporização

	seguida por condensação.
DOJ.....	Departamento de Justiça dos EUA.
ERP.....	Enterprise Resource Planning. - Planejamento de Recursos Empresariais
Eletrobras	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras.
Fitch	Fitch Ratings Inc., agência de classificação de risco.
FPSO.....	Unidade flutuante de produção, armazenamento e descarga.
Gaspetro	Petrobras Gás S.A.
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.
GSA	Contrato de fornecimento de gás de longo prazo com estatal boliviana Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos.
GTB	Gas Transboliviano S.A.
HSE.....	Segurança, meio ambiente e saúde (SMS)
IASB.....	International Accounting Standards Board (Conselho de Normas Internacionais de Contabilidade).
IBAMA.....	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis.
IBGC	Instituto Brasileiro de Governança Corporativa.
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística.
IOF.....	Imposto sobre Operações Financeiras.
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo.
ISO	International Organization for Standardization (Organização Internacional para Padronização).
Investigação Lava Jato	Veja Item 3. “Informações Principais - Fatores de Risco - Conformidade e Controle de Riscos” e Item 8. “Informações Financeiras - Processos Judiciais - Investigação Lava Jato.”
LFTs.....	Letras Financeiras do Tesouro.
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.

Mitsui	Mitsui Gás e Energia do Brasil Ltda.
MME	Ministério de Minas e Energia do Brasil.
Moody's	Moody's Investors Service, Inc., agência de classificação de risco
MPBM	Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão do Brasil.
NYSE	Bolsa de Valores de Nova York
OHSAS	Occupational Health and Safety Management Systems.
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.
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico.
Opep	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
OSRL	The Oil Spill Response Limited.
PDVSA	Petróleos de Venezuela S.A.
Pesa	Petrobras Argentina S.A.
Petros	Fundo de pensão dos funcionários da Petrobras.
Petros 2	Fundo de pensão dos funcionários da Petrobras.
PFC Energy	Grupo Internacional de Consultoria e Pesquisa.
PGF	Petrobras Global Finance B.V.
PifCo	Petrobras International Finance Company S.A.
PO&G	Petrobras Oil & Gas
PPSA	Pré-Sal Petróleo S.A.
Petróleo (bruto) Brent:	Uma das principais classificações de negociação de petróleo leve, que serve como referência de preços para as compras de petróleo bruto no mundo.
Petróleo (bruto) intermediário	Petróleo com densidade API superior a 22 ° e inferior a ou igual a 31 °.
Petróleo (bruto) leve	Petróleo com uma densidade API maior do que 31 °.
Petróleo (bruto) pesado	Petróleo com densidade API inferior a ou igual a 22 °.

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 *mudline*.
PTAX.....	Taxa de câmbio de referência de compra e venda de dólares norte-americanos no Brasil, divulgada pelo Banco Central do Brasil.
PwC	PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes.
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 produtibilidade econômica de um reservatório será determinada. O preço é o preço médio durante o período de 12 meses anterior a 31 de dezembro de 2015, 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 o 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 produtibilidade 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.
Rnest	Refinaria Abreu e Lima.
S&P	Standard & Poor's Financial Services LLC, agência de classificação de risco.
SDNY	Tribunal Distrital dos Estados Unidos para o Distrito Sul de Nova York
SEC	The United States Securities and Exchange Commission
SELIC.....	Taxa básica de juros do Banco Central do Brasil.
Sete Brasil	Sete Brasil Participações S.A.
Complexo Industrial Petroquímica Suape	Complexo Industrial Petroquímica Suape, complexo industrial com instalações de propriedade da Companhia Petroquímica de Pernambuco – PetroquímicaSuape e Companhia Integrada Têxtil de Pernanbuco – Citepe.
Shell	Shell Brasil Petróleo Ltda.
SPE	Sociedade de Engenheiros de Petróleo.
SS	Unidade Semisubmersível.
TBG	Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A.
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.
Total.....	Total E&P do Brasil Ltda.
Transpetro	Petrobras Transporte S.A.
TLD	Teste de Longa Duração
TLWP	Plataforma TLWP (plataforma de pernas atirantadas).
YPFB	Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos.

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
mmboe	Milhões de barris de óleo equivalente
Mmboe/d	Milhões de barris de óleo equivalente por dia
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 contábeis 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 contábeis consolidadas auditadas em cada um dos três anos encerrados em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013 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 contábeis 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 contábeis elaboradas de acordo com o IFRS entregues à CVM são em reais, enquanto a moeda de apresentação das demonstrações contábeis 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 contábeis 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 contábeis 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 investimentos relacionados que não foram derivados das demonstrações contábeis consolidadas auditadas foram convertidos de reais à taxa de câmbio do final do período; e

- todos os valores futuros, inclusive estimativas de despesas de capital futuro e investimentos, se basearam em nosso Plano de Negócios e Gestão 2015-2019, originalmente aprovado em junho de 2015 e posteriormente revisado em janeiro de 2016 ("Plano 2015-2019"), e foram projetados em bases constantes e convertidos de reais usando uma taxa de câmbio média estimada de R $ 4,06 por US$ 1,00 em 2016, de acordo com nosso Plano 2015-2019. Além disso, de acordo com nosso Plano 2015-2019, os cálculos futuros que envolvem um preço presumido de petróleo bruto foram realizados usando um preço médio do petróleo bruto Brent de US$ 45 por barril para 2016.

APRESENTAÇÃO DE INFORMAÇÕES SOBRE RESERVAS

Nós aplicamos as regras da SEC para estimar e divulgar as quantidades de reserva de óleo e gás natural 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 95,2% de nossas reservas provadas líquidas de petróleo, condensado e reservas de gás natural em 31 de dezembro de 2015 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 2015, 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 2015, 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 29 de janeiro de 2016, apresentamos as estimativas de reservas provadas no Brasil à ANP, em conformidade com as regras e regulamentos brasileiros, totalizando volumes líquidos de 10,7 bnbbl de petróleo, condensado e óleo sintético e 13,1 tcf de gás natural e gás sintético. As estimativas de reservas apresentadas à ANP foram aproximadamente 27% maiores do que aquelas fornecidas em termos de óleo equivalente. Esta diferença é devido a: (i) a ANP permite a estimação de 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 produtibilidade 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 0,2 bnbbl de petróleo, condensado e LGN e 0,9 tcf de gás natural em 31 de dezembro de 2015, ou seja, cerca de 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 produtibilidade 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 o IFRS para cada um dos cinco anos encerrados em 31 de dezembro de 2015, 2014, 2013, 2012 e 2011, provenientes de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas, que foram auditadas pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes-PwC para os exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2015, 2014, 2013 e 2012, e pela KPMG Auditores Independentes para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2011.

As informações a seguir estão qualificadas em sua totalidade por referência e devem ser lidas em conjunto com as nossas demonstrações contábeis 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				
	2015	2014	2013	2012	2011
			(US$ milhões)		
Ativos:					
Caixa e equivalentes de caixa	25.058	16.655	15.868	13.520	19.057
Títulos negociáveis	780	9.323	3.885	10.431	8.961
Contas a receber e outros recebíveis. líquido	5.803	7.969	9.670	11.099	11.756
Estoques	7.441	11.466	14.225	14.552	15.165
Ativos classificados como mantido para venda	152	5	2.407	143	–
Outros ativos circulantes	4.194	5.414	6.600	8.049	9.653
Recebíveis de longo prazo	19.177	18.863	18.782	18.856	18.962
Investimentos	3.527	5.753	6.666	6.106	6.530
Imobilizado	161.297	218.730	227.901	204.901	182.918
Ativo intangível	3.092	4.509	15.419	39.739	43.412
Total de ativos	230.521	298.687	321.423	327.396	316.414
Passivo e patrimônio líquido:					
Passivo circulante total	28.573	31.118	35.226	34.070	36.364
Passivo não circulante (1)	24.411	30.373	30.839	42.976	34.744
Financiamento de dívida não circulante (2)	111.482	120.218	106.235	88.484	72.718
Total de passivo	164.466	181.709	172.300	165.530	143.826
Patrimônio líquido					
Capital social (líquido de custos de emissão de ações)	107.101	107.101	107.092	107.083	107.076
Reservas e outras receitas abrangentes (déficit) (3)	(41.865)	9.171	41.435	53.631	64.240
Patrimônio líquido atribuível aos acionistas da Petrobras	65.236	116.272	148.527	160.714	171.316
Acionistas não controladores	819	706	596	1.152	1.272
Total do patrimônio líquido	66.055	116.978	149.123	161.866	172.588
Total de passivo e patrimônio líquido	230.521	298.687	321.423	327.396	316.414

(1) Exceto financiamento de dívida não circulante.
(2) Exceto financiamento de curto prazo da dívida de longo prazo.
(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 Encerrado em 31 de dezembro de				
	2015 (1)	**2014 (1)**	**2013**	**2012**	**2011**
	(US$ milhões, exceto para ações e dados de ações)				
Receitas de vendas	97.314	143.657	141.462	144.103	145.915
Lucro (prejuízo) líquido antes do resultado financeiro, participações e impostos	(1.130)	(6.963)	16.214	16.900	27.285
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras	(8.450)	(7.367)	11.094	11.034	20.121
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	7.442.454.142
Ações preferenciais	5.602.042.788	5.602.042.788	5.602.042.788	5.602.042.788	5.602.042.788
Lucro líquido (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações no lucro e imposto de renda por:					
Ações ordinárias e preferenciais	(0,09)	(0,53)	1,24	1,30	2,09
ADS representativo de Ações ordinárias e preferenciais	(0,18)	(1,06)	2,48	2,60	4,18
Ganhos (perdas) básicos e diluídos por:					
Ações ordinárias e preferenciais	(0,65)	(0,56)	0,85	0,85	1,54
ADS representativo de Ações ordinárias e preferenciais	(1,30)	(1,12)	1,70	1,70	3,08
Dividendos por (2):					
Ações ordinárias	–	–	0,22	0,24	0,53
Ações preferenciais	–	–	0,41	0,48	0,53
ADS representativo de Ações Ordinárias	–	–	0,44	0,48	1,06
ADS representativo de Ações Preferenciais	–	–	0,82	0,96	1,06

(1) Em 2014, nós demos baixa em US$ 2.527 milhões de pagamentos indevidos incorretamente capitalizados. Em 2015 e 2014 reconhecemos perdas por *impairment* no total de US$ 12.299 milhões e US$16.823 milhões, respectivamente. Ver Notas 3 e 14 de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas 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

Temos passivos substanciais e que podem ser expostos a restrições de liquidez significativas no curto e médio prazos, o que poderia afetar materialmente e adversamente nossa condição financeira e resultados operacionais, e que têm exigido modificação em nosso plano de negócios e estratégia.

Contraímos uma quantidade substancial de dívida para financiar os investimentos necessários para atingir nossos objetivos de longo prazo. Como nosso fluxo de caixa operacional nos últimos anos não tem sido suficiente para financiar nossos investimentos e pagamentos de juros, capital e dividendos, nossa dívida aumentou significativamente desde 2010. A dívida total (incluindo juros acumulados) em 31 de dezembro de 2015 totalizou US$ 126.165 milhões, o que significa uma redução de 4% em relação a 31 de dezembro de 2014, quando somava US$ 132.086 milhões, valor 10% maior do que os US$ 114.236 milhões registrados em 31 de dezembro de 2013. Nossa dívida, líquido de caixa, equivalentes de caixa e títulos negociáveis em 31 de dezembro de 2015 totalizaram US$ 100.328 milhões, uma queda de 5% em comparação com 31 de dezembro de 2014, quando atingiram US$ 106.108 milhões, valor 6% maior que os US$ 94.483 milhões registrados em 31 de dezembro de 2013. Da nossa dívida existente (principal), US$ 40,6 bilhões, equivalentes a 33% do total, vencerão nos próximos três anos. A fim de desenvolver nossas reservas de petróleo e gás natural, manter a nossa capacidade de abastecer o mercado interno brasileiro e gerir a dívida, precisaremos levantar uma quantidade significativa de capital, a partir de uma ampla gama de fontes de financiamento, e contar com potenciais receitas das vendas de ativos provenientes do nosso programa de desinvestimento.

Para gerir nossa dívida após os investimentos, temos dependido, e podemos continuar dependendo, de uma combinação de fluxos de caixa gerados por nossas operações, desinvestimentos, linhas de crédito adicionais, saques de caixa e aplicações financeiras de curto prazo.

Em fevereiro, setembro e dezembro de 2015 perdemos nossos graus de investimento no *rating* das agências de classificação de crédito Moody, S&P e Fitch, respectivamente. Desde então, temos sofrido novos rebaixamentos. As agências de classificação de crédito continuam a expressar preocupação sobre (i) nossa liquidez e capacidade de cumprir obrigações de capital e pagamento de juros com vencimento a curto e médio prazos, (ii) o tamanho total da nossa dívida, (iii) o aumento do nosso endividamento e alavancagem ao longo dos últimos anos, (iv) o declínio significativo nos preços internacionais do petróleo bruto, (v) a forte desvalorização do real e (vi) os desafios envolvidos na implementação do nosso programa de desinvestimento.

A perda do nosso de grau de investimento e qualquer nova redução das nossas classificações de crédito geram e podem continuar a gerar consequências adversas sobre a nossa capacidade de obter financiamentos ou afetar o nosso custo de financiamento, tornando também mais difícil ou caro refinanciar nossas futuras obrigações financeiras. Nossa dificuldade de obter financiamento em condições favoráveis poderá ter um efeito adverso sobre nossos resultados operacionais e condição financeira. A perda de nossa classificação de crédito de grau de investimento resultou, e pode continuar a resultar, em um mercado menos líquido para os nossos títulos de dívida e de capital, porque certas instituições são incapazes de comprar nossos títulos, reduzindo, portanto, a nossa base de investidores.

Dificuldades contínuas na obtenção de financiamentos, por qualquer razão, poderão prejudicar nossa capacidade de cumprir em tempo hábil as nossas obrigações de pagamento do principal e dos juros junto aos nossos credores. Além disso, essas dificuldades poderão interferir na nossa capacidade de atingir

nossos objetivos de longo prazo, uma vez que o nosso fluxo de caixa operacional é atualmente insuficiente para financiar as nossas obrigações de serviço da dívida e os investimentos planejados. Em consequência do exposto anteriormente, poderemos ser incapazes de realizar os investimentos necessários para manter nossos objetivos de longo prazo, 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 os resultados de nossas operações e situação financeira.

Apesar de o governo federal brasileiro, como nosso acionista controlador, não ser responsável por qualquer das nossas obrigações - incluindo os títulos que emitimos nos mercados internacionais de capitais, a nossa classificação de crédito é sensível a qualquer mudança no *rating* de crédito do governo federal brasileiro. Com o rebaixamento na classificação de crédito em 2015 e 2016, o governo federal brasileiro perdeu o grau de investimento. Qualquer nova redução das classificações de crédito do governo federal brasileiro pode ter consequências adversas adicionais sobre a nossa capacidade de obter financiamentos ou sobre o nosso custo de financiamento e, consequentemente, 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 2015, cerca de 84% do nosso endividamento eram denominados em outras moedas que não o real (74% em dólar norte-americano). 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 adicional do real em relação a essas outras moedas aumentará nossa dívida em reais, à medida que a quantidade necessária de reais 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 2015, o real se desvalorizou 41,8% em relação ao dólar, em comparação com uma depreciação de 9,1% em 2014; 10,4% em 2013 e 16,7%, em 2012. Até 22 de abril de 2016, o real se recuperou, com uma apreciação de 8,2% em relação a 31 de Dezembro de 2015.

Essa variação cambial terá um impacto imediato sobre nossa receita, com exceção de uma parcela de nossas obrigações, denominada em dólares norte-americanos, sujeita à nossa política de contabilidade de *hedge*. De acordo com essa política, as designações de *hedge* são realizadas para estender futuras exportações consideradas altamente prováveis. Em dezembro de 2015, a taxa média de futuras exportações, consideradas altamente prováveis em relação aos instrumentos da dívida designada para futuros períodos para a realização de hedge, foi de 60%. A taxa média do período de 2016-2019 foi de 80%, enquanto que para 2020-2026 foi de 55%. As exportações futuras podem deixar de ser consideradas altamente prováveis, ou até mesmo esperadas, o que pode impactar nossos resultados futuros. (Para mais informações consulte item 5. "Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras - Políticas Contábeis Críticas e Estimativas – Contabilidade de *hedge* de fluxo de caixa de exportação".)

Seguindo uma desvalorização do real, algumas de nossas despesas operacionais, investimentos e custos de importação irão aumentar. Como a maioria de nossas receitas é denominada em reais, nossa

geração de caixa em relação à nossa dívida pode diminuir, a menos que aumentemos os preços de nossos produtos para refletir a depreciação do real.

Além disso, temos dívidas a vencer equivalentes a US$ 78,7 bilhões nos próximos cinco anos, sendo que uma parte pode ser refinanciada por meio de emissão de nova dívida. O custo de qualquer novo endividamento pode ser negativamente afetado pela recente perda do nosso grau de investimento das agências Moody's, S&P e Fitch e possíveis novos rebaixamentos. Na medida em que refinanciamos nossas dívidas por outras recém-contratadas, poderemos sofrer despesas adicionais com juros.

Em 31 de dezembro de 2015, cerca de 49% da nossa dívida total eram de dívida de taxa flutuante. Geralmente não firmamos contratos de derivativos ou instrumentos financeiros semelhantes ou fazemos outros acordos com terceiros para nos protegermos contra o risco de um aumento das taxas de juros. Na medida em que tais taxas flutuantes sobem, podemos sofrer despesas adicionais. Além disso, à medida que refinanciarmos nossa dívida existente, nos próximos anos, o mix de nosso endividamento pode mudar, especificamente no que se refere à relação entre taxas de juros fixas e flutuantes, à relação entre a dívida de curto prazo e a de longo prazo e às moedas em que a nossa dívida está denominada ou indexada. As alterações que afetam a composição da nossa dívida e causam aumentos das taxas de juros de curto ou longo prazo podem aumentar nossos pagamentos do serviço da dívida, o que poderia ter um efeito adverso sobre nossos resultados operacionais e condição financeira.

O nosso programa de desinvestimento depende de fatores externos que podem impedir a sua implementação bem sucedida.

Nosso Plano 2015-2019 inclui, entre outras iniciativas, um programa de desinvestimento que contempla a venda de US$ 15,1 bilhões em ativos para o período 2015-2016, com o objetivo de melhorar a nossa liquidez de curto prazo (aumentando o saldo de caixa) e permitir nossa desalavancagem. Fatores externos, tais como a redução sustentada dos preços do petróleo, as flutuações da taxa de câmbio, a deterioração das condições econômicas brasileiras e globais e a crise política brasileira, entre outros, podem reduzir ou impedir oportunidades de vendas dos nossos ativos ou afetar os preços de venda o que pode forçar-nos a alterar os termos do nosso programa de desinvestimento. Até 22 de abril de 2016, vendemos aproximadamente US$ 700 milhões de ativos do nosso programa de desinvestimento para o período 2015-2016. (Para mais informações sobre o programa de desinvestimento, consulte item 4. "Informações sobre a companhia - Visão Geral do Grupo".) Além disso, nossos esforços de desalavancagem podem ter consequências inesperadas, incluindo a limitação de nossa capacidade de manter nossos objetivos de longo prazo, e que afetam as nossas relações com fornecedores, clientes e as comunidades locais onde operamos.

Se não formos capazes de implementar com sucesso o nosso programa de desinvestimento ou se nossos esforços de desalavancagem levar a consequências não intencionais, isso pode ter um efeito material adverso sobre nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira, inclusive nos expondo, potencialmente, às restrições de liquidez significativas a curto e médio prazos. (Para mais informações consulte "Riscos Relacionados às Nossas Operações - Temos passivos substanciais e que podem ser expostos a restrições de liquidez significativas no curto e médio prazos, o que poderia afetar materialmente e adversamente nossa condição financeira e resultados operacionais, e que têm exigido modificação em nosso plano de negócios e estratégia".) Além disso, a venda de ativos estratégicos do nosso programa de desinvestimento resultará em uma diminuição em nosso fluxo de caixa operacional, o que pode afetar negativamente nossas perspectivas de crescimento operacional de longo prazo e, consequentemente, nossos resultados operacionais a médio e longo prazo.

Manter os objetivos da produção de petróleo, em longo prazo, depende de nossa capacidade de desenvolver e obter com êxito reservas de petróleo.

A capacidade de manter nossos objetivos ao longo prazo da produção de petróleo é altamente dependente de nossa capacidade de desenvolver com êxito nossas reservas atuais e de obter reservas adicionais. O desenvolvimento de reservatórios consideráveis em águas profundas e ultraprofundas, incluindo os do pré-sal, licenciados e outorgados pelo governo federal brasileiro, exigiu e continuará a demandar investimentos significativos de capital. Os principais desafios operacionais, especialmente para os reservatórios do pré-sal, serão (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. Além disso, os nossos objetivos de longo prazo para a produção de petróleo dependem de nossa capacidade de assegurar o financiamento para os investimentos necessários à exploração e produção de petróleo. Não podemos assegurar que conseguiremos, no prazo programado, recursos e financiamentos suficientes para explorar os reservatórios em águas profundas e ultraprofundas já licenciados e outorgados ou que podem nos ser licenciados e outorgados no futuro.

Nossa capacidade de obter reservas adicionais depende de atividades de exploração, o que nos expõe aos riscos inerentes de perfuração, podendo não levar à descoberta de reservas de petróleo bruto ou gás natural comercialmente produtivas. A perfuração de poços muitas vezes traz resultados incertos e diversos fatores além do nosso controle (tais como condições inesperadas de perfuração, falhas nos equipamentos ou incidentes, e escassez ou atrasos na disponibilidade de sondas de perfuração e na entrega de equipamentos) podem fazer com que as operações de perfuração sejam reduzidas, atrasadas ou canceladas. Além disso, o aumento da concorrência no setor de petróleo e gás no Brasil e as nossas próprias restrições de capital podem tornar mais difícil, ou oneroso, obter áreas adicionais nas rodadas de licitações de novas concessões e explorar concessões existentes. Esses fatores poderiam impedir-nos de participar de futuras rodadas de licitação e limitar explorações futuras. Podemos não ser capazes de manter nossos objetivos de longo prazo para a produção de petróleo, a menos que tenhamos sucesso, em tempo hábil, na condução de atividades de exploração e desenvolvimento dos nossos grandes reservatórios.

Além disso, nossa capacidade de manter os nossos objetivos a longo prazo para a produção de petróleo depende parcialmente de projetos e operações que estão sendo conduzidos em parceria com outras companhias de petróleo e gás. Se nós ou nossos parceiros falharmos ou formos incapazes de arcar com as respectivas obrigações de pagamento dos acordos contratuais, isso pode ameaçar a viabilidade de um dado projeto e pode resultar em (i) atraso ou cancelamento do referido projeto, o que poderia acarretar sanções regulatórias para a parceria; (ii) aumento ou diluição de nossa participação no referido projeto ou (iii) nossa retirada do referido projeto. Qualquer uma dessas hipóteses poderia ter um efeito substancial adverso em nossos resultados operacionais e condição financeira.

Os preços internacionais de petróleo, derivados de petróleo e gás natural podem nos afetar diferentemente do que aos nossos concorrentes e, consequentemente, 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.

Nossa política de preço no Brasil leva em consideração as condições do mercado doméstico e 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 a volatilidade de curto prazo da taxa de câmbio do real em relação ao dólar norte-americano. Com base nas decisões do governo federal brasileiro, como nosso acionista controlador, tivemos 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 importador líquido 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.

A maior parte 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 petróleo Brent por barril era US$ 101,37, enquanto que em 5 de maio de 2015, o preço do petróleo Brent por barril era US$ 66,37 e, oito meses depois, em 20 de janeiro de 2016, o preço do petróleo Brent por barril era US$ 26,39. Em 22 de abril de 2016, o preço do petróleo Brent por barril era US$ 44,00.

Desde o último trimestre de 2015 não ajustamos nossos preços de gasolina, diesel e outros produtos derivados de petróleo, a fim de evitar o repasse da volatilidade em curto prazo do mercado doméstico em (i) preços internacionais do petróleo e derivados de petróleo e (ii) à taxa de câmbio *real* frente ao dólar norte-americano. Nossa política de preço para esse período também considera as condições do mercado doméstico.

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

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 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 fornecedores e prestadores de serviços chaves 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, consequentemente, nossos resultados operacionais e condição financeira.

Em 2014, suspendemos temporariamente a participação de 32 empresas pertencentes a 23 grupos empresariais como fornecedores e empreiteiros em futuras licitações de novos contratos e serviços, enquanto nós e as autoridades brasileiras analisamos o envolvimento e a participação dessas empresas na alegada conduta ilegal associada com a Operação Lava Jato. Em 2015, essa suspensão foi estendida a duas outras empresas. Desde então, três empresas cumpriram os requisitos necessários para o cancelamento da suspensão e 31 permanecem suspensas. (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, consequentemente, 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. Como

resultado, somos obrigados a adquirir de fornecedores nacionais a maioria das peças, componentes, serviços e recursos críticos para nossos grandes projetos. Essa aquisição obrigatória de equipamentos e serviços de um número limitado de fornecedores pode resultar em (i) aumento dos custos de aquisição e (ii) atrasos na entrega de equipamentos. Além disso, 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 também enfrentar atrasos e 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 associados à inadimplência. 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 2015, algumas subsidiárias da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) nos deviam aproximadamente US$ 3,4 bilhões nos termos de contratos de fornecimento de energia. Em 2015 e 2014, reconhecemos uma provisão para perdas com créditos de liquidação duvidosa referente a recebíveis do setor elétrico, sistema isolado na região Norte do Brasil, nos valores de aproximadamente US$ 1,2 bilhão e US$ 1,9 bilhão, respectivamente, 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 prazos. 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 sofrido redução significativa de liquidez, na capacidade de fazer pagamentos ou de 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 operacional 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, especialmente offshore, envolvem riscos que podem ter um impacto substancial adverso sobre nossos negócios.

Exploração e produção de petróleo envolvem riscos que aumentam quando realizadas no mar. A maioria de nossas atividades de exploração e produção concentram-se 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 no mar, 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 acidentes, danos pessoais, danos ambientais graves com despesas decorrentes de contenção, limpeza e reparação e danos ao equipamento e de responsabilidade em processos cíveis e administrativos.

A maioria dos projetos em que nos envolvemos, a fim de explorar e produzir petróleo, são projetos grandes, de longo prazo, que envolvem diferentes fases. Cada uma delas é suscetível a mudanças nas condições de mercado, preços de matérias-primas e *commodities*, variações cambiais, possíveis problemas com fornecedores e empreiteiros e outros possíveis fatores que podem afetar a viabilidade do projeto. Além disso, cada um desses projetos é interdependente de outros projetos em nosso sistema, e um atraso ou decisão de não prosseguimento de um projeto poderão ter impacto significativo sobre um ou mais projetos.

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. Em 2015, nossas estimativas de reservas de petróleo e gás natural provadas caíram 20% em relação às nossas estimativas de 2014, principalmente como resultado da queda dos preços do petróleo durante 2015. Outras revisões de baixa em nossas estimativas de reservas poderiam levar a uma produção menor no futuro, o que poderia ter 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 à nossa companhia.

O Contrato de Cessão Onerosa inclui cláusulas que preveem uma revisão posterior de alguns dos seus termos, incluindo o preço pago pelos direitos que adquirimos. No momento, estamos negociando com o governo federal brasileiro, conforme termos do Contrato de Cessão Onerosa, uma série de fatores, incluindo os pressupostos relativos ao calendário de nossos custos de produção de petróleo e gás, operacionais e de investimento, e os preços internacionais do petróleo bruto. Não há uma data formal ou oficial para a conclusão do processo de revisão. (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".)

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. Durante o período de vigência do Contrato de Cessão Onerosa, novas questões podem surgir na implementação do processo de revisão e outras disposições que poderiam exigir mais negociações. 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.

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 garantir que seus termos nos seriam favoráveis. **(**Para mais informações consulte o Item 10 "Informações adicionais - Contratos Relevantes - Contrato de Cessão Onerosa - Produção Adicional nas Áreas de Contrato de Cessão Onerosa" e nota 12.3 de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas.)

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 relacionadas 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 podem 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 às 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 das 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 de reivindicações corporativas contra nossa companhia. 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 envolvam 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 resultados das nossas 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.

Interpretações divergentes das regulações tributárias ou alterações nas políticas tributárias têm um efeito negativo em nossa condição financeira e resultado das operações.

Estamos sujeitos a regras fiscais e a regulamentos que podem ser interpretados de forma diferente ao longo do tempo ou que podem ser interpretados de forma diferente por nossa companhia e pelas autoridades fiscais brasileiras, o que poderia ter um impacto financeiro sobre o nosso negócio. Por exemplo, no segundo e terceiro trimestres de 2015, reconhecemos os custos dos materiais relacionados com liquidações de certas obrigações fiscais. Embora inesperados, esses encargos referem-se à resolução de litígios relacionados a regulamentos fiscais que permitiram que determinadas contingências fiscais fossem liquidadas em um valor reduzido. Em alguns casos, quando se esgotaram todos os recursos administrativos relativos a uma contingência fiscal, mais recursos podem ser apresentados nos tribunais judiciais, que podem exigir que, para entrarmos com recurso, forneçamos garantia aos tribunais judiciais, tais como o depósito de quantias iguais à responsabilidade fiscal em potencial, além de juros e multas. Em alguns desses casos, um acordo sobre a questão pode ser a opção mais favorável para nossa companhia.

No futuro, poderemos ser confrontados com situações similares em que a nossa interpretação de um regulamento fiscal possa ser diferente da interpretação das autoridades fiscais ou as autoridades fiscais podem contestar a nossa interpretação e podemos, eventualmente, sofrer cobrança de provisões e encargos não previstos. Além disso, o eventual acordo de uma disputa fiscal pode ter um impacto mais amplo em outros litígios fiscais. Alterações na interpretação ou interpretações divergentes quanto à regulamentação fiscal, bem como a nossa decisão de resolver quaisquer reclamações referentes a tais regulamentos poderiam ter um efeito material adverso sobre nossa condição financeira e resultados operacionais.

Alterações nas políticas tributárias também podem ter um efeito negativo sobre nossa companhia. Os governos federal, estadual e municipal do Brasil, no passado, alteraram as políticas tributárias de maneira a afetar a indústria de petróleo e gás, e pode fazê-lo novamente no futuro. Essas alterações podem incluir, entre outras coisas, a criação de tributos ou o aumento nas alíquotas, afetando as companhias de petróleo e gás. Por exemplo, o Estado do Rio de Janeiro, recentemente promulgou leis que impõem imposto sobre circulação de mercadorias e serviços e taxas de inspeção sobre a produção de petróleo e gás dentro do Estado do Rio de Janeiro. Embora ações inconstitucionais de tais leis tenham sido apresentadas perante a Suprema Corte Brasileira, não podemos prever se tais objeções prevalecerão.

Podemos enfrentar processos civis adicionais relacionados com a Operação Lava Jato.

Estamos sujeitos a uma série de processos cíveis relacionados à Operação Lava Jato, incluindo uma ação judicial coletiva movida contra nossa companhia nos Estados Unidos, no Tribunal da Comarca de Nova York (SDNY), em 17 de fevereiro de 2015. (Para mais informações consulte o item 8. "Informações financeiras – Processos Legais" e Nota 30.4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para uma descrição da ação judicial coletiva movida contra nós nos Estados Unidos.) Além da Ação Coletiva, até o momento, 29 processos foram movidos por investidores individuais perante o mesmo juiz na SDNY (dois dos quais foram suspensos) e um foi apresentado no Tribunal Federal dos Estados Unidos, na Região Leste da Pensilvânia, que consiste em alegações semelhantes às da Ação Coletiva. Os demandantes não especificaram um valor de supostos danos nas ações. Uma vez que essas ações estão em seus estágios iniciais, a possível perda ou intervalo de perdas, se houver, decorrentes do litígio não pode ser estimada e, consequentemente, não fizemos nenhuma provisão com relação a esse litígio. Caso esse litígio seja decidido contra nossa companhia, ou se firmarmos um acordo para resolver essas questões, podemos ser obrigados a

pagar quantias substanciais. Dependendo do resultado, esse litígio também poderá resultar em restrições às nossas operações e ter um efeito substancial adverso sobre nossos negócios. Contratamos uma firma nos EUA para atuar como consultora jurídica e temos a intenção de nos defendermos vigorosamente contra as alegações feitas no contexto dessas ações. Além disso, a EIG Management Company apresentou uma queixa contra nossa companhia, em 23 de fevereiro de 2016, em conexão com o seu investimento na Sete Brasil Participações S.A., ou Sete Brasil. É possível que queixas ou reclamações adicionais possam vir a ser apresentadas nos Estados Unidos, no Brasil ou em outro lugar contra nossa companhia, relacionadas à Operação Lava Jato no futuro. Nossa administração pode ser obrigada a direcionar tempo e atenção na defesa dessas reivindicações, o que poderá dificultará a concentração em nosso negócio principal.

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.

Geralmente 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. (Para mais informações consulte "Riscos Relacionados às Nossas Operações - Greves, paralisações ou agitação entre nossos empregados ou de empregados de nossos fornecedores ou empreiteiros podem afetar adversamente os resultados de nossas operações e nosso negócio".) 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 (como o recente declínio significativo nos preços internacionais de petróleo e gás) e outros fatores resultaram, e poderão 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 *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 nos cenários econômicos, regulatórios, empresariais ou políticos no Brasil ou em outros mercados em que atuamos, como o recente declínio significativo nos preços internacionais de petróleo e gás, a desvalorização do real e menor crescimento econômico projetado no Brasil e mudanças nas condições de financiamento desses projetos, entre outros fatores, podem afetar as estimativas de rentabilidade originais de nossos projetos e resultar em (i) projetos adiados ou cancelados e (ii) no reconhecimento de perda por *impairment* de alguns de nossos ativos. Por exemplo, em 2015 e 2014, reconhecemos perdas por *impairment* de US$ 12.299 milhões e US$ 16.823 milhões, respectivamente, de alguns de nossos ativos imobilizados, bens e ativos intangíveis classificados como disponíveis para venda. (Para mais informações sobre o comprometimento de alguns de nossos ativos consulte o Item 5. "Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras - Resultados das Operações - 2015 comparado a 2014" e Item 5. "Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras - Resultados das Operações - 2014 comparado a 2013", Item 5" Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras – Importantes Políticas e Estimativas Contábeis" e Notas 5.2 e 14 de nossas demonstrações financeiras 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 de modo adverso nossos resultados operacionais e condição financeira.

Nosso compromisso em cumprir as obrigações do nosso plano de pensão (Petros) e benefícios de saúde (AMS) pode ser maior do que o que está previsto e podemos ser obrigados a fazer aportes adicionais de recursos ao Petros.

Os critérios utilizados para determinar compromissos relativos a pensões e benefícios do plano de saúde são baseados em estimativas e premissas atuariais e financeiras com relação ao (i) cálculo do fluxo de caixa projetado de curto e longo prazos e (ii) à aplicação de regras regulatórias internas e externas. Portanto, existem incertezas inerentes à utilização de estimativas que podem resultar em diferenças entre o valor previsto e o valor real realizado.

Além disso, os ativos financeiros detidos pela Petros para cobrir as obrigações de pensões estão sujeitos a riscos inerentes à gestão de investimentos e esses ativos podem não gerar os resultados necessários para cobrir as responsabilidades relevantes. A Petros também pode ser obrigada a assumir o pagamento de obrigações adicionais decorrentes de decisões judiciais desfavoráveis ao plano. No que diz respeito aos resultados da Petros, segundo a legislação brasileira em vigor, em caso de déficits atuariais em circunstâncias específicas, um plano de equalização pode ser necessário e, portanto, contribuições extraordinárias nossas, como patrocinador, e de nossos funcionários, podem ser necessárias. Um plano de equalização eventual para a Petros, que exigiria aportes de nossa parte, pode ter um efeito material adverso sobre nossos resultados operacionais e condição financeira.

No que diz respeito à AMS, os fluxos de caixa projetados, bem como os pagamentos e passivos atuariais, também podem ser afetados (i) pelos aumentos substanciais nos custos médicos, (ii) pelas exigências adicionais para melhores benefícios e (iii) pela dificuldade em ajustar as contribuições dos participantes proporcionalmente aos aumentos de custos médicos.

Esses riscos podem resultar em um aumento no nosso passivo e afetar adversamente os resultados de nossas operações e nosso negócio. (Para mais informações, consulte a Nota 22 de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas sobre os nossos benefícios dos empregados, incluindo planos de pensões e de saúde.)

Greves, paralisações ou agitação entre nossos empregados ou de empregados de nossos fornecedores ou empreiteiros, bem como a potencial escassez de pessoal especializado, podem afetar adversamente os resultados de nossas operações e nosso negócio.

Aproximadamente 45% de nossos empregados são representados por sindicatos. Desacordos em questões que envolvam alienações ou mudanças em nossa estratégia de negócios, reduções de nosso pessoal e potenciais contribuições dos trabalhadores para um déficit da Petros, poderiam provocar insatisfação dos trabalhadores. Em 2015, os sindicatos dos trabalhadores da indústria de petróleo organizaram protestos, culminando em uma greve com duração de 27 dias que impactou nossos níveis de produção em novembro de 2015. Essa greve aconteceu durante as negociações sobre as cláusulas sociais do acordo coletivo de trabalho de 2015-2017. Não podemos garantir que essas greves que afetam nossos níveis de produção não irão ocorrer durante as futuras negociações. Greves, paralisações ou outras formas de agitação laboral, em qualquer um dos nossos principais fornecedores, empreiteiros ou suas instalações, poderiam prejudicar nossa capacidade de completar grandes projetos e impactar nossa capacidade de atingir os nossos objetivos de longo prazo.

Também poderíamos enfrentar uma potencial escassez de pessoal especializado. Anunciamos, recentemente, um novo programa de incentivo à demissão voluntária, aberto a todos os funcionários, e estimamos uma adesão de aproximadamente 12.000 funcionários. Se esse programa de demissão voluntária for implementado com êxito e conseguirmos substituir adequadamente o pessoal especializado principal que optar pela adesão, isso poderia afetar nossos resultados das operações e nossos negócios negativamente. (Para mais informações consulte Item 6. "Diretores, Gerentes e Funcionários Seniores - Relações de Funcionários e de Trabalho - Programa de Incentivo à Demissão Voluntária - PIDV".) Nosso sucesso depende de nossa capacidade de continuar a treinar e qualificar nosso pessoal, de modo que assuma posições seniores qualificadas no futuro. Não podemos garantir que seremos capazes de treinar, qualificar ou reter adequadamente o pessoal de gestão sênior, ou fazê-lo sem custos ou atrasos, nem podemos garantir que conseguiremos encontrar novos gerentes seniores qualificados, caso haja necessidade. Toda falha poderá afetar negativamente nossos resultados operacionais e nossos negócios.

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, um guia de conduta e uma série de políticas internas destinadas a orientar nossos administradores, empregados e prestadores de serviços e reforçar nossos princípios e regras de comportamento ético e conduta profissional. Oferecemos um canal de comunicação externa supervisionado por nossa Ouvidoria Geral aos funcionários, contratados e terceiros. (Para mais informações consulte o Item 6. "Conselheiros, Diretores e Empregados - Ombudsman.")

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 236 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 2015, 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.

Nossa administração identificou fraquezas materiais em nossos controles internos sobre relatórios financeiros de 2015, relacionadas com (i) anulação de controles pela administração, (ii) ativos imobilizados (incluindo deficiências relacionadas com a revisão de alterações de certos agrupamentos de ativos de exploração e produção como unidades geradoras de caixa e sua conformidade com as normas IFRS, reclassificação de certos ativos de projetos em construção para ativos operacionais e a oportuna baixa de projetos, necessidade de baixar adiantamentos a empreiteiros e fornecedores que não irão resultar em benefícios econômicos futuros e reconhecimento dos custos de rescisão antecipada dos nossos contratos), (iii) revisão e aprovação de lançamentos contábeis manuais, (iv) gestão de acessos e segregação de funções em processos de negócio e de tecnologia da informação, (v) provisões e passivos contingentes de natureza contenciosa e (vi) cálculo dos passivos atuariais. Como resultado, devido às fraquezas materiais identificadas, nossa administração concluiu que nossos controles internos sobre os relatórios financeiros não foram eficazes em 31 de dezembro de 2015. Uma quantidade de nossas atuais deficiências materiais em nossos controles internos sobre relatórios financeiros foi identificada e relatada pela administração em 31 de dezembro de 2014. Embora tenhamos desenvolvido e implementado diversas 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 no futuro. (Para mais informações consulte Item 15. "Controles e Procedimentos - Relatório da Administração em relação aos controles internos sobre 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 contábeis 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 nossa companhia e nossos empregados a sanções penais e ações cíveis.

Em novembro de 2014, recebemos uma intimação da SEC solicitando alguns documentos e informações em relação, entre outros itens, à operação Lava Jato e qualquer acusação relativa 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, ou qualquer outra investigação realizada por qualquer outra autoridade, não podemos garantir que não seremos obrigados a pagar multas,

a fornecer outro alívio financeiro ou a consentir 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 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.

A partir de 2014, e no decorrer de 2015, o Ministério Público Federal Brasileiro direcionou parte de sua investigação às irregularidades envolvendo nossos contratados e fornecedores, e descobriu um esquema de pagamento que envolvia um vasto leque de participantes, incluindo ex-funcionários da Petrobras. Com base nas informações disponíveis para nossa companhia, o esquema de pagamento envolvia um grupo de empresas que, entre 2004 e abril de 2012, conspiraram para obter contratos conosco, sobrecarregando-nos ao abrigo dos contratos para financiar pagamentos impróprios para partidos políticos, eleger diretores ou outros funcionários públicos, pessoal contratado individual, ex-funcionários da Petrobras e outros indivíduos envolvidos no esquema de pagamento. Além do 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 ao esquema de pagamentos, a determinados ex-funcionários da Petrobras. (Para mais informações consulte a Nota 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.)

Concluímos 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 para nossa companhia. Em consequência, para contabilizar esses pagamentos indevidos, desenvolvemos uma metodologia para estimar o valor total dos gastos adicionais em decorrência do referido esquema de pagamentos indevidos e, assim, determinar o valor das baixas contábeis, 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 anterior dos gastos adicionais 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, baseando-nos 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, aos 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 pode buscar alguns de seus objetivos macroeconômicos e sociais por meio de nossa companhia. 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 fixados 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 entidade estatal, devemos submeter nossos orçamentos anuais propostos ao Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão do Brasil e ao Ministério de Minas e Energia do Brasil. Na sequência da revisão por essas autoridades governamentais, o Congresso Nacional deve aprovar nosso orçamento. O orçamento aprovado pode reduzir ou alterar 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 nosso acesso ao capital 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 fiscal 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 recessão da economia e no aumento da volatilidade dos valores mobiliários emitidos no exterior por empresas brasileiras. Atualmente, os mercados brasileiros estão enfrentando o aumento da volatilidade atribuível (i) à perda do Brasil do seu *rating* de crédito de grau de investimento, (ii) à incerteza política e à instabilidade (como resultado, entre outros fatores, do processo de impeachment em curso contra a presidente do Brasil) e (iii) às incertezas decorrentes das investigações da operação Lava Jato em curso e seus impactos sobre a economia brasileira e o 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 tem passado por uma desaceleração econômica culminando com uma redução do Produto Interno Bruto (PIB) de 3,8%, em 2015. As taxas de crescimento do PIB foram 0,1%, em 2014, 2,7%, em 2013, 1,8%, em 2012, e 3,9 %, em 2011. 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, consequentemente, 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 do Brasil 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 ter um efeito material adverso sobre nossa companhia.

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 10,67%, em 2015, 6,41%, em 2014, e 5,91%, em 2013, medidas pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) e compiladas 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, e isso pode ter um efeito material adverso sobre nossa companhia.

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. A maioria dos títulos da PGF está atualmente listada na New York Stock Exchange e na Bolsa de Luxemburgo e comercializada na NYSE Euronext e no mercado Euro MTF, respectivamente, embora a maioria das negociações em notas de PGF ocorra *over-the-counter* (mercado de balcão). 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 existir, o 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 oportunidade 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 relativas 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 brasileiras. 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 conversão de ADSs diretamente na titularidade das 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 relativas 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 Lei das Sociedades por Ações 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, a estrutura de uma ação coletiva no Brasil é diferente do que ocorre nos EUA e, segundo a lei brasileira, os acionistas de empresas brasileiras normalmente não podem impetrar uma ação de classe. Nos termos do estatuto social da nossa companhia, os acionistas de empresas brasileiras devem resolver quaisquer dessas disputas relativas às regras sobre o funcionamento dos mercados de capitais por meio de arbitragem. (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. (Para mais informações consulte o Item 10 "Informações Adicionais-Atos Constitutivos e Estatuto Social- Direitos de Preferência- Direitos a Voto".)

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 pode 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 inexequível 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 de ações residentes na União Europeia podem não receber o pagamento dos reajustes dos montantes brutos por retenção nos termos da Diretiva 2014/107 do Conselho Europeu sobre tributação dos rendimentos da poupança.

A Áustria optou por não participar de certas cláusulas de troca de informação da Diretiva Europeia 2003/48/CE relativa à tributação dos rendimentos da poupança (a saída da Áustria foi confirmada pela Diretiva Europeia 2014/107 (Diretiva) após a revogação da Diretiva 2003/4860/CE e que em seu lugar, durante um período transitório, a retenção aplicável na fonte sobre os pagamentos de juros deve ser de uma alíquota de até 35%. Essa operação é feita por um agente pagador na Áustria que, em nome do beneficiário ou de certas entidades, recolhe o tributo do residente em outros Estados membros da União Europeia, 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 relativos aos títulos em consequência da imposição de retenção na fonte na Áustria. Para determinar as consequências fiscais de deter títulos da PGF o investidor deve informar-se com um consultor fiscal. (Para mais informações, consulte o Item 10 "Informações Adicionais- Tributação relativa aos títulos da PGF - Diretiva 2014/107 do Conselho da União Europeia".)

Item 4. Informações sobre a companhia

História e Desenvolvimento

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras foi constituída em 1953, como agente exclusivo para conduzir as atividades de hidrocarbonetos para o governo federal brasileiro. Iniciamos nossas operações em 1954 e, desde então, temos conduzido a produção de petróleo e gás natural e atividades de refino no Brasil pelo governo. Em 31 de dezembro de 2015, 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.

Perdemos o nosso direito exclusivo de realizar atividades de petróleo e gás no Brasil quando o Congresso brasileiro alterou a Constituição brasileira e, posteriormente, aprovou a Lei nº 9.478 / 1997 em 1997. Promulgada como parte de uma ampla reforma do sistema regulatório de petróleo e gás, esta lei autorizou o governo federal brasileiro a contratar qualquer estado ou empresa privada para realizar todas as atividades relacionadas ao petróleo, gás natural e seus respectivos produtos. Essa Lei estabeleceu sistema regulamentar baseado na concessão, cessou o nosso direito exclusivo de realizar atividades de petróleo e gás e permitiu abertura da

concorrência em todos os aspectos destaindústria 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".

Após a descoberta de grandes reservatórios do pré-sal na costa do Brasil, o Congresso aprovou em 2010 leis suplementares com o objetivo de regulamentar as atividades de exploração e produção na área do pré-sal, bem como em outras áreas potencialmente estratégicas que ainda não estão sob concessão. Nos termos destas novas leis, a Companhia adquiriu do governo federal, por meio de um Contrato de Cessão Onerosa, o direito de explorar e produzir até cinco bnboe de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos em áreas especificadas do pré-sal. Adicionalmente, em 02 de dezembro de 2013, com base nestas leis citadas, assinamos nosso primeiro contrato com o governo federal brasileiro para produção em regime de partilha no campo de Libra. Nos termos da lei regulamentatória do regime de partilha para a área do pré-sal, atualmente obrigatoriamente o operador, com uma participação mínima de 30%. Consulte o Item 4. "Informações sobre a Companhia – Regulamentação do Setor de Petróleo e Gás no Brasil", Item 10 "Informações Adicionais – Contratos Relevantes – Contrato de Cessão Onerosa" e Item 10 "Informações Adicionais – Contratos Relevantes – Contrato de Partilha de Produção".

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, com número de telefone (55-21) 3224–4477 e *website* www.petrobras.com.br. A informação contida em nossa *website*, que pode ser acessada através de um *hiperlink* resultante desta URL, não é e não deve ser considerada como incorporada dentro deste relatório anual.

Visão Geral do Grupo

Somos uma das maiores empresas integradas de petróleo e gás do mundo, que atua principalmente no Brasil, onde somos o participante dominante. Em consequência de nosso legado como ex-produtor exclusivo brasileiro, fornecedor de petróleo bruto e derivados de petróleo, além do nosso forte e contínuo compromisso de encontrar e desenvolver campos de petróleo no Brasil, temos uma grande base de reservas provadas não só operamos como também produzimos a maior parte da produção de óleo e gás no Brasil. Em 2015, nossa produção diária de petróleo doméstica média foi de 2.128 mbbl/d, o que representa mais de 90% da produção total de petróleo do Brasil. A maioria de nossas reservas nacionais provadas *offshore* estão localizadas adjacentes às Bacias de Campos e Santos no sudeste do Brasil. Sua proximidade permite-nos otimizar nossa infraestrutura e limitar os custos de desenvolvimento e produção de nossas novas descobertas. Além disso, desenvolvemos expertise na exploração e produção em águas profundas, fruto de 47 anos de desenvolvimento de bacias marítimas no Brasil. Aplicamos o conhecimento técnico que adquirimos através do desenvolvimento da Bacia de Campos na Bacia de Santos, que deverá ser a principal fonte de nosso crescimento futuro em reservas provadas e produção de petróleo.

Em 31 de dezembro de 2015, tínhamos reservas provadas de petróleo e gás desenvolvidas de 5.161,7 milhões de boe e reservas provadas não desenvolvidas de 4.988,9 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, não somente investimentos significativos como também o crescimento de nossas operações.

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 bruto atual é de 2.176 mbbl/d e nossa produção doméstica de refino em 2015 foi de 1.976 mbbl/d. Atendemos à demanda por derivados de petróleo no Brasil por meio de uma combinação planejada de importações de produtos derivados de petróleo e refino do petróleo bruto, que busca otimizar nossas margens e se aproveitando das diferenças de preços existentes entre o custo de refino de petróleo bruto no Brasil e o custo para importar produtos derivados.

Também produzimos produtos petroquímicos. Distribuímos produtos derivados de petróleo através de nossa própria rede de varejo e atacado.

Participamos na maioria dos negócios do mercado brasileiro de gás natural, incluindo a logística e processamento de gás natural. Para atender à nossa demanda doméstica, processamos gás natural provenientes da de nossos campos em terra e mar (principalmente 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 12 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, 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 exploração de óleo e de gás em outros países.

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".

No quarto trimestre de 2015, mudamos nossos segmentos de negócios para refletir a realocação de nossas atividades internacionais dentro dos segmentos das atividades correspondentes, reduzindo, assim, nossos segmentos de negócios de seis para cinco. Nossas atividades estão atualmente organizadas em cinco segmentos de negócios, a saber:

- **Exploração e Produção:** exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, GNL (gás natural liquefeito) e gás natural no Brasil e no exterior, com o objetivo principal de suprir nossas refinarias nacionais e vender, para os mercados interno e externo, petróleo bruto excedente e seus derivados, produzidos em nossas plantas de processamento de gás natural. Nosso segmento de exploração e produção também opera por meio de parcerias com outras empresas;

- **Refino, Transporte e Comercialização:** refino, logística, transporte e comercialização de derivados de petróleo no Brasil e no exterior, exportação de etanol, extração e processamento de xisto, bem como a participação em empresas petroquímicas no Brasil;

- **Gás e Energia:** transporte, comercialização do gás natural produzido no Brasil e no exterior, gás natural importado, transporte e comercialização de GNL (gás natural liquefeito), geração e comercialização de energia elétrica, bem como a participação em (i) transportadoras e distribuidoras de gás natural e (ii) usinas termelétricas no Brasil, além de ser responsável pelo nosso negócio de fertilizantes;

- **Distribuição:** atividades da Petrobras Distribuidora S.A., que opera através da sua própria rede de varejo e canais de venda por atacado para vender produtos de petróleo, etanol e gás natural veiculados no Brasil para o varejo, clientes comerciais e industriais, bem como atacadistas de combustíveis. Este segmento também inclui distribuição de produtos de operações de petróleo no exterior (América do Sul); e

- **Biocombustíveis:** produção de biodiesel e seus coprodutos, bem como atividades relacionadas com o etanol como investimentos de capital, produção e comercialização de etanol, açúcar e o excedente de energia elétrica gerada a partir do bagaço da cana.

Além disso, temos um segmento corporativo com 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. Para mais informações sobre nossos segmentos de negócios, ver Nota 4.2. em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

A tabela a seguir apresenta informações-chave para cada segmento de negócio em 2015:

Informações Segmentadas por Áreas de Negócio em 2015

	Exploração e Produção	Refino, Transporte e Comercialização	Gás e Energia	Biocombustível	Distribuição	Corporativo	Eliminações	Total do Grupo
				(US$ milhões)				
Receitas de Vendas	35.680	74.321	13.145	229	33.406	–	(59.467)	97.314
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	(3.683)	8.459	518	(317)	(219)	(14.961)	45	(9.748)
Total de ativos em 31 de dezembro	123.796	45.492	19.469	482	5.271	39.455	(3.444)	230.521
Despesas de capital e investimentos	19.131	2.534	793	43	255	302	–	23.058

Como parte do nosso Plano de Negócios e Gestão (PNG) 2015-2019, anunciamos um programa de desinvestimento, a fim de melhorar a eficiência operacional, retornos sobre o capital e gerar caixa adicional para gerir nossa dívida. Esse programa contempla a venda de posições minoritárias, majoritárias ou posições integrais em algumas de nossas subsidiárias, afiliadas e ativos a investidores estratégicos ou financeiros ou através de ofertas públicas. Com base na nossa avaliação interna dos bens considerados para a venda para o período de 2015-2016, esperamos receber rendimentos de aproximadamente US$ 15,1 bilhões. Durante 2015, recebemos recursos provenientes dos desinvestimentos no valor aproximado de US$ 700 milhões, decorrente principalmente da venda de (i) 49% da participação na Petrobras Gás S.A. (Gaspetro) para Mitsui Gás e Energia do Brasil Ltda. - Mitsui e (ii) todos os nossos ativos de exploração e produção na Bacia Austral, na Argentina, para a Compañia General de Combustibles S.A., entre outros.

Recentemente, nosso conselho de administração aprovou as alterações de nossa estrutura organizacional e do nosso modelo de governança e gestão, o que resultou na eliminação de 43% das funções de gestão em unidades não operacionais e esperamos, ainda, redução de custos no valor de R$ 1,8 bilhão (US$443 milhões) por ano. Este novo modelo busca alinhar nossa estrutura e administração ao PNG 2015-2019 e ao nosso ambiente atual de negócios, promover a redução de custos e fortalecer os processos de conformidade e controles internos. Este plano também envolve a integração das atividades dos segmentos de negócios e corporativos, além da combinação de áreas para melhorar a responsabilização por resultados de negócios.

Exploração e Produção

Principais Estatísticas de Exploração e Produção

	2015	2014	2013
		(US$ milhões)	
Exploração e Produção:			
Receitas de Vendas	35.680	68.611	72.345
Lucro (Prejuízo) antes dos impostos	(3.683)	21.850	31.812
Ativos imobilizados	109.724	140.582	133.309
Despesas de capital e investimentos	19.131	25.500	29.692

Nossas atividades de exploração e produção de petróleo e gás são os maiores componentes da nossa carteira de investimentos. Em 2015, nossa produção de petróleo e gás total, Brasil e exterior, atingiu uma média de 2.576 mboe/d, um aumento de 3,3% em relação ao ano anterior (2.493 mboe/d), e nossa produção mundial de petróleo atingiu uma média de 2.228 mbbl/d, um aumento de 3,6% em relação ao ano anterior (2.150 mbbl/d).

De acordo com critérios técnicos da SEC para registro de reservas provadas, em 31 de dezembro de 2015, a nossa rede mundial de reservas provadas de óleo, condensado e gás natural, incluindo o óleo sintético e gás, era

de 10,5 bnboe, uma redução de 20% em relação a nossas reservas provadas de 13,1 bnboe em 31 de dezembro de 2014. Esta redução deveu-se principalmente à queda dos preços do petróleo durante o exercício fiscal de 2015.

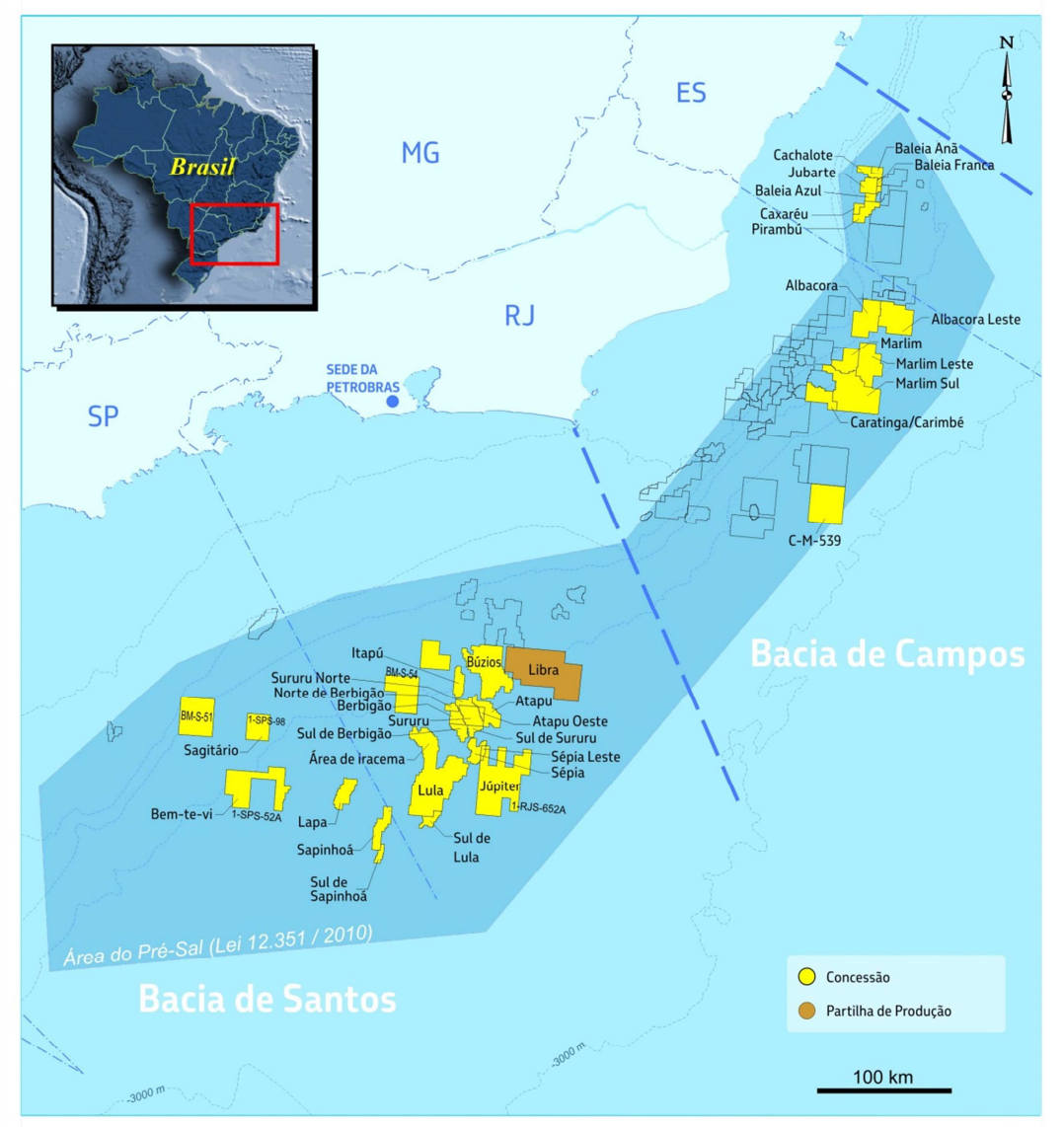
No Brasil, nossas atividades estão concentradas em reservatórios de petróleo em águas profundas. Nossas atividades domésticas representavam 93% da nossa produção mundial em 2015 e foram responsáveis por 97% de nossas reservas mundiais em 31 de dezembro de 2015. Ao longo dos últimos cinco anos, cerca de 90% da nossa produção total brasileira de petróleo equivalente foi de petróleo e o restante de gás natural. Em 2015, nós instalamos duas unidades *offshore* adicionais e conectamos 73 novos poços (47 poços de produção e 26 poços de injeção) em nossos sistemas de produção.

Os campos de petróleo mais ricos do Brasil estão no mar, a maioria deles em águas profundas. Temos realizado atividades de exploração e produção *offshore* nestas águas desde 1971, quando começamos a exploração na Bacia de Campos, e as nossas principais descobertas foram feitas em águas profundas e ultraprofundas. A nossa tecnologia e especialização nos deram uma vantagem competitiva e nos tornou mundialmente reconhecidos como uma empresa inovadora na tecnologia necessária para exploração e produção de hidrocarbonetos em águas profundas e ultraprofundas. Em 2015, a produção *offshore* respondeu por 91% da nossa produção no Brasil e a produção em águas profundas foi responsável por 80% da nossa produção no Brasil. De acordo com dados de produção da PFC Energy, operamos mais em campos em águas profundas e ultraprofundas, em uma base de boe, do que qualquer outra empresa.

Historicamente, concentramos nossas atividades de exploração e produção *offshore* em reservatórios de arenito turbidíticos, localizados principalmente na Bacia de Campos. Em 2006, fomos bem-sucedidos em perfurar uma enorme camada de sal na costa brasileira, que se estende da Bacia de Campos à Bacia de Santos. O óleo que gerado antes da formação da camada de sal estava preso e bem preservado em uma grande quantidade de reservatórios de carbonato (ao qual nos referimos como os reservatórios de pré-sal), que levou a um grande número de descobertas importantes. Essa província do pré-sal ocupa uma área de aproximadamente 149.000 km² (36,8 milhões de acres), dos quais temos direitos de produção sobre 17% da área total (cerca de 25.600 km², ou 6,3 milhões de acres), por meio de área atribuída a nós nos termos dos Contratos de Concessão, Contrato de Cessão Onerosa e de Partilha de Produção.

Os reservatórios do pré-sal que descobrimos estão localizados em águas ultraprofundas, a profundidades totais de até 7.000 metros (22.965 pés). A parte sul da província do pré-sal pertence à Bacia de Santos, onde a camada de sal é de aproximadamente dois quilômetros de espessura. 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, ainda fizemos importantes descobertas nos reservatórios do pré-sal na Bacia de Campos, a medida que perfuramos as camadas de sal. A maior parte de nosso capital 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.

O mapa abaixo mostra a localização dos nossos reservatórios do pré-sal:



No exterior, temos atuado há muito tempo na América do Sul, Golfo do México e no Oeste da África. Concentramos-nos em oportunidades para alavancar a especialidade em águas profundas que desenvolvemos no Brasil. Desde 2012, temos reduzido substancialmente as nossas atividades internacionais através da venda de ativos, a fim de atender a nossos objetivos anunciados de desinvestimento.

Nossas atividades por região

Atividades no Brasil

Regimes de Exploração e Produção

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 outorgadas 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, exceto pela 13ª rodada de licitações, realizada em outubro 2015, 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.

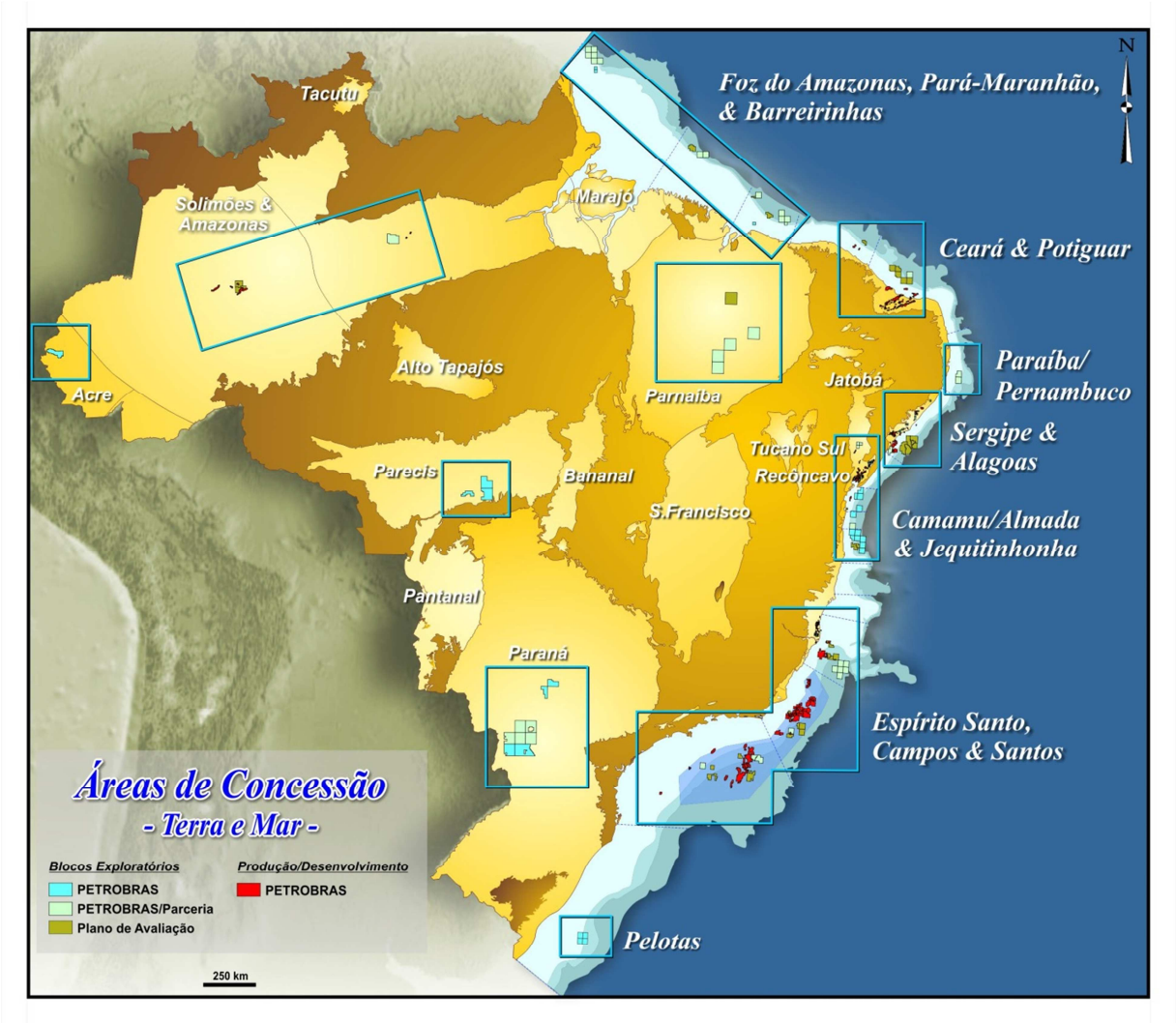
Atualmente, operamos sob três diferentes regimes de exploração e produção:

- **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. Os contratos de concessão têm um prazo de 27 anos após a declaração de comercialidade, com possibilidade de extensão pela ANP. Em 2016, o governo federal autorizou à ANP a prorrogação dos termos dos contratos de concessão da Rodada Zero em mais 27 anos. Estas negociações estão atualmente em curso.

- **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). 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 ao consórcio que oferece a maior participação no lucro do petróleo ao governo e, atualmente, a Petrobras deve ser o operador e ter, pelo menos, uma participação de 30% no bloco concedido nos termos deste regime. Em um leilão público realizado em 21 de outubro de 2013, um consórcio, no qual a Petrobras fazia parte, foi concedico com os direitos e obrigações de operar e explorar um bloco no pré-sal estratégico (conhecido como Libra - que tem um volume recuperável estimado entre 8 e 12 bnboe, de acordo com a ANP), localizado na Bacia de Santos. Em 2 de dezembro de 2013, assinou o primeiro acordo nos termos deste regime. Temos uma participação de 40% no bloco de Libra e somos o seu operador exclusivo. Este acordo tem prazo de 35 anos. Embora uma resolução do CNPE de 2014 permita que o Governo Federal brasileiro celebre contrato de partilha de produção com a Petrobras para produzir volumes excedentes de petróleo, gás natural e hidrocarbonetos fluidos sobre a produção máxima inicialmente acordada para certas áreas designadas nos termos do Contrato de Cessão Onerosa, o TCU suspendeu essas negociações enquanto aguarda a conclusão das negociações de todos os parâmetros para o processo de revisão, nos termos do Contrato de Cessão. Consulte o Item 10. "Informações Adicionais - Contratos Relevantes – Contrato de Cessão Onerosa - Produção Adicional nas Áreas de Contrato de Cessão Onerosa."

O mapa a seguir mostra nossas áreas de exploração e produção no Brasil, em dezembro de 2015.



Atividades de produção no Brasil

A tabela abaixo reflete nossa produção nas nossas principais bacias no Brasil:

Produção	Petróleo (mbbl/d)			Gás Natural (mmcf/d)			Total (mboe/d)			Unidades Estacionárias de Produção		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013	2015	2014	2013	2015	2014	2013
Brasil	**2.128**	**2.034**	**1.931**	**1.544**	**1.500**	**1.406**	**2.386**	**2.284**	**2.166**	**120**	**122**	**126**
Bacia de Campos	1.488	1.526	1.531	577	548	554	1.584	1.617	1.623	56	56	56
Bacia de Santos	395	247	137	487	413	281	477	316	184	12	11	11
Outras Bacias	245	262	263	479	539	571	325	352	359	52	55	59

Nossa produção doméstica de petróleo em 2015 atingiu uma média de 2.128 mmbbl/d, 4,6% maior do que a nossa produção média em 2014. Nossa produção doméstica total, incluindo a de gás natural, que cresceu 2,9% em relação ao ano anterior, atingiu uma média de 2.386 mmboe/d em 2015. Este crescimento representa um aumento de 4,4% em relação à média de 2.284mmboe/d registrada em 2014. Em 2016, esperamos produzir 2.145

mbbl/d de petróleo no Brasil (0,8% acima da nossa média de 2015), como resultado do *startup* de três novas unidades (FPSO Cidade de Maricá, FPSO Cidade de Saquarema e FPSO Cidade de Caraguatatuba) e o *ramp-up* contínuo de sistemas recentemente instalados.

A produção do pré-sal irá tornar-se gradualmente uma parcela maior da nossa produção total, na medida em que novas unidades de produção dedicadas aos reservatórios de pré-sal localizados na Bacia de Santos são colocadas em operação. Nossa produção operada nos reservatórios do pré-sal atingiu uma média de 767 mbbl/d em 2015, em comparação com uma média de 491 mbbl/d operada ao longo de 2014. Nossa maior produção operada diária de pré-sal foi em 14 de dezembro de 2015, quando a produção total atingiu 942 mbbl/d de óleo. Esta produção recorde ocorreu com apenas 48 poços produtores. Desses poços, 25 estão localizados na Bacia de Santos e foram responsáveis por 71% dessa produção (666 mbbl/d). Os reservatórios do pós-sal já estão em grande parte desenvolvidos e o foco agora para estes reservatórios será minimizar o declínio natural.

Desde 2013, temos instalado vários sistemas importantes na área do pré-sal da Bacia de Santos e na Bacia de Campos, o que ajudou a reduzir o declínio natural da bacia. Em 2015, foi instalado o FPSO Cidade de Itaguaí na área de Iracema no campo de Lula, e o P-61 TLWP. A tabela abaixo apresenta as unidades que mais contribuíram para o crescimento de nossa produção no Brasil desde 2013:

Início (ano)	Bacia	Campo/Área	Tipo de Unidade	Unidade de Produção	Capacidade Nominal de Petróleo (bbl/d)	Capacidade Nominal de Gás Natural (mmcf/d)	Lâmina D'Água (metros)	Notas
2016	Santos	Lula Alto	FPSO	Cidade de Maricá	150.000	211,9	2.100	Pré-sal
2015	Santos	Lula	FPSO	Cidade de Itaguaí	150.000	282,5	2.240	Pré-sal
2015	Campos	Papa-Terra–Módulo 1	TLWP	P-61	–	–	1.180	Pós-sal
2014	Campos	Roncador–Módulo 4	FPSO	P-62	180.000	211,9	1.600	Pós-sal
2014	Campos	Parque das Baleias	FPSO	P-58	180.000	211,9	1.399	Pré e pós-sal
2014	Santos	Iracema Sul	FPSO	Cid. de Mangaratiba	150.000	282,5	2.220	Pré-sal
2014	Santos	Sapinhoá Norte	FPSO	Cidade de Ihabela	150.000	211,9	2.140	Pré-sal
2013	Campos	Roncador–Módulo 3	SS	P-55	180.000	211,9	1.795	Pós-sal
2013	Campos	Papa-Terra–Módulo 2	FPSO	P-63	140.000	35,3	1.200	Pós-sal
2013	Santos	Sapinhoá	FPSO	Cidade de São Paulo	120.000	176,6	2.140	Pré-sal
2013	Santos	Lula NE	FPSO	Cidade de Paraty	120.000	176,6	2.140	Pré-sal
2013	Santos	Baúna	FPSO	Cidade de Itajaí	80.000	70,6	275	Pós-sal

(1) A produção do P-61 TLWP é processada pelo FPSO P-63 no campo de Papa-Terra.

Reconhecemos perdas por *impairment* no exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2015 num total de US$ 8,7 bilhões relativos às operações domésticas de exploração e produção. Essa perda é devida ao impacto que a queda dos preços internacionais do petróleo teve em alguns de nossos campos de produção domésticos de petróleo e gás natural, incluindo Papa-Terra, grupo Centro Sul, grupo Uruguá, Espadarte, entre outros, de uma maior taxa de desconto (refletindo um aumento do prêmio de risco Brasil), bem como a revisão geológica do reservatório Papa-Terra. Nós também reconhecemos perdas de *impairment* no exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2015 de US$ 0,5 bilhão em relação à produção de petróleo e gás e equipamentos de perfuração, não relacionados aos campos de produção no Brasil. Estas perdas de *impairment* estão principalmente relacionadas à capacidade ociosa das duas sondas de perfuração no futuro e com a utilização de uma taxa maior de desconto (refletindo um aumento do prêmio de risco Brasil). Para mais informações, consultar Nota 14 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

No exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2014, reconhecemos perdas de *impairment* de US$ 1,6 bilhão em relação às nossas operações domésticas de exploração e produção, devido ao impacto que a queda dos preços internacionais do petróleo tiveram em alguns de nossos campos de produção de petróleo e gás natural localizadas no Brasil, incluindo Frade, Pirapitinga, Tambuatá, Carapicu e Piracucá. Também reconhecemos perdas de *impairment* no exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2014 no total de US$ 536 milhões relativos à produção de petróleo e gás e equipamentos de perfuração localizados no Brasil, não relacionados aos campos de produção de petróleo e gás natural.

Sistemas a serem instalados até 2018

Atualmente, temos 11 grandes sistemas a serem instalados até 2018. Em 2016, um sistema principal foi instalado (FPSO Cidade de Maricá). Os campos de Lula e Búzios serão particularmente importantes para apoiar o nosso crescimento de produção. A produção destes campos será ativada com 7 FPSOs. Adicionalmente, instalaremos uma nova unidade de pós-sal no Campo de Tartaruga Verde em 2017. A tabela abaixo mostra os nossos próximos *startups* de sistemas:

Previsão de início (ano)	Bacia	Campo/Área	Tipo de Unidade	Capacidade Nominal de Petróleo (bbl/d)	Capacidade Nominal de Gás Natural (mmcf/d)	Lâmina D'Água (metros)	Regime de E&P
2016	Santos	Lula Central	FPSO	150.000	211,9	2.100	Concessão no pré-sal
2016	Santos	Lapa	FPSO	100.000	176,6	2.100	Concessão no pré-sal
2017	Santos	Lula Sul	FPSO	150.000	211,9	2.100	Concessão no pré-sal
2017	Santos	Lula Extremo Sul	FPSO	150.000	211,9	2.100	Concessão no pré-sal
2017	Campos	Tartaruga Verde	FPSO	150.000	176,6	765	Concessão no pós-sal
2018	Santos	Búzios 1	FPSO	150.000	247,2	2.100	Cessão Onerosa
2018	Santos	Búzios 2	FPSO	150.000	247,2	2.100	Cessão Onerosa
2018	Santos	Búzios 3	FPSO	150.000	247,2	2.100	Cessão Onerosa
2018	Santos	Berbigão	FPSO	150.000	211,9	2.100	Concessão no pré-sal
2018	Santos	Atapu Sul	FPSO	150.000	211,9	2.100	Cessão Onerosa
2018	Santos	Lula Norte	FPSO	150.000	211,9	2.100	Concessão no pré-sal

Principais Bacias Domésticas nas quais a Petrobras Possui Atividades

Bacia de Campos

A Bacia de Campos, que abrange cerca de 115.000 km2 (28,4 milhões de acres), continua a ser a nossa maior bacia de petróleo e gás no Brasil em termos de reservas de hidrocarbonetos provadas e produção anual. Desde que começamos a explorar esta área em 1971, mais de 60 acumulações de hidrocarbonetos foram descobertas, incluindo oito grandes campos de petróleo em águas profundas e ultraprofundas.

Em 31 de dezembro de 2015, 56% e 36% do total de nossas reservas provadas de petróleo bruto e gás natural no Brasil, respectivamente, vieram da Bacia de Campos. Durante 2015, esta Bacia contribuiu com 66% da nossa produção total nacional. Durante 2015, operávamos 56 unidades estacionárias de produção em profundidades de água que variavam de 80 a 1.886 metros (262 a 6.188 pés). A densidade média de API do óleo é 23,2°.

Nossas atividades na Bacia começaram em 1971 e, atualmente, estamos focados em manter nossa produção em campos relativamente maduros. Temos conseguido atenuar o declínio natural desta Bacia através da instalação de novos sistemas de produção, realizando escoamentos em reservatórios do pré-sal com as unidades novas de produção e com as já existentes de modo a melhorar a eficiência operacional. A produção do pré-sal tornou-se um fator importante na manutenção da produção em Campos. Começamos a produção de petróleo do pré-sal em 2008 no campo de Jubarte localizado na região do Parque das Baleias. Em 2015, a produção média de óleo na área do pré-sal da Bacia de Campos em que operávamos era de 243 mbbl/d, o que representa um aumento de 8,5% em relação a 2014. Praticamente toda a nossa produção na Bacia de Campos está sob o regime de concessão. Consultar "Regulamentação do Setor de Petróleo e Gás no Brasil".

Durante 2015, a produção na Bacia de Campos foi sustentada pelo *ramp-up* das unidades P-55 e P-62 no campo de Roncador e nos Módulos de Papa Terra, bem como por projetos de manutenção em nossos campos de produção maduros:

- As novas unidades em Roncador (em média, nosso maior campo produtor individual em 2015) permitiram que o campo tivesse produção de 400 mbbl/d, em julho de 2015, sendo este o seu maior volume já registrado.

- Recentemente, instalamos uma plataforma importante nesta bacia, a P-58, que opera na área do Parque das Baleias. Esta unidade produz tanto nos reservatórios do pré-sal como do pós-sal e aumentou a sua produção de 54 mbbl/d em 2014 para 93 mbbl/d em 2015.

- Devido ao aumento dos esforços de manutenção, a produção anual do campo de Marlim, na Bacia de Campos, que não teve nenhuma unidade nova instalada nos últimos três anos, tem-se mantido estável em um nível de cerca de 200 mbbl/d durante os últimos três anos.

Como já desenvolvemos nesse momento grandemente a Bacia de Campos, o Plano 2015-2019 projeta apenas uma nova unidade para a Bacia de Campos, o FPSO Tartaruga Verde que está em construção com 150.000 bbl/d (176 gás mmcf) de capacidade e programado para iniciar a produção em 2017.

Bacia de Santos

A Bacia de Santos, que abrange cerca de 348.900 km^2 (86 milhões de acres), localizada adjancente e a sudoeste da Bacia de Campos, é uma das áreas de exploração e produção *offshore* mais promissoras do mundo. Nossa primeira descoberta na Bacia de Santos foi em 1979 no campo de Merluza. Desde a descoberta dos campos do pré-sal em 2006, aumentamos nosso foco sobre a produção do pré-sal. Desde a primeira produção em 2009, a produção mensal operada de petróleo da área do pré-sal da Bacia de Santos aumentou para 614 mbbl/d por ano - no final de 2015 (o que representa um aumento de 51%, comparado com dezembro de 2014).

Em 31 de dezembro de 2015, 38% e 48% do total de nossas reservas provadas de petróleo bruto e gás natural no Brasil, respectivamente, vieram da Bacia de Santos. Durante 2015, 20% da nossa produção doméstica total veio da Bacia de Santos. Durante 2015, operávamos 12 sistemas flutuantes de produção em águas profundas, geralmente superior a 2.000 metros (6.188 pés). A densidade média API do óleo na Bacia de Santos é de 30,7°.

Nossas atividades na Bacia de Santos aumentaram com a aquisição de oito blocos, através de leilão público sob contratos de concessão em 2000 e 2001. Em 2010, celebramos o Contrato de Cessão Onerosa com o governo federal brasileiro, nos quais foram concedidos direitos exclusivos para explorar e produzir cinco bilhões de boe em seis blocos do pré-sal na Bacia de Santos. Em 2013, um consórcio liderado pela Petrobras (com 40% de participação e atuando como operador exclusivo da área), Shell (20% de participação), Total (20% de participação), CNODC (10% de participação) e CNOOC (10% de participação) foi agraciado com o bloco de Libra nas águas ultraprofundas da Bacia de Santos sob o primeiro leilão no regime de partilha de produção já realizado no Brasil. Hoje, toda a nossa produção do pré-sal da Bacia de Santos está sendo realizada de acordo com os contratos de concessão. Esperamos que as primeiras unidades sob o regime de Cessão Onerosa comecem a produção no próximo ano, enquanto que a produção sob o regime de partilha de produção (excluindo os sistemas TLDs e piloto) ainda está em fase de planejamento.

Nos últimos cinco anos, reduzimos substancialmente o custo dos projetos de desenvolvimento do pré-sal. Estas reduções de custos em grande parte ocorreram em construção de poços, o que representa aproximadamente 55% do total dos custos de desenvolvimento. Até 2010, o tempo necessário para perfurar e completar um poço era em média superior a 310 dias, enquanto que em 2015, reduzimos o tempo médio para 129 dias. Além disso, devido à alta produtividade dos poços, fomos capazes de atingir plena capacidade nas plataformas com menos poços e, em consequência, os investimentos totais necessários diminuíram.

Durante 2015, o crescimento da produção na Bacia de Santos foi sustentado pelo *ramp-up* do FPSO Cidade de Mangaratiba, que alcançou a primeira produção de petróleo no final de 2014. O *startup* antecipado do FPSO Cidade de Itaguaí, em julho de 2015 também contribuiu para o crescimento da produção durante o ano. Em agosto de 2015, o Campo de Lula tornou-se o maior campo produtor no Brasil.

Outras Bacias

No Brasil, também produzimos em outras 9 bacias: Alagoas, Camamu, Ceará, Espírito Santo, Potiguar, Reconcavo, Sergipe, Solimões e Tucano Sul. Em 2015, essas bacias produziram um total médio de 325 mboe/d e, em 31 de dezembro de 2015, tinham reservas provadas de petróleo bruto e gás natural de 0.825 bnboe.

Atividades no Exterior

Produção

A produção de petróleo no exterior atingiu uma média de 99,2 mbbl/d em 2015, uma queda de 14,4% em relação aos 115.9 mbbl/d registrados em 2014, principalmente devido à conclusão da venda de ativos na Colômbia e no Peru em 2014 e na Argentina em março de 2015. O impacto das vendas dessas operações foi parcialmente compensado pelo *startup* da produção nos campos de Saint Malo e Lucius nos Estados Unidos em dezembro de 2014 e janeiro de 2015, respectivamente. A produção de gás no exterior atingiu uma média de 543,0 mmcf/d em 2015, uma diminuição de 3,1% em relação aos 560,3 mmcf/d registrados no ano anterior.

A nossa produção média por região em 31 de dezembro, 2015, 31 de dezembro de 2014 e 31 de dezembro de 2013 estão resumidas na tabela abaixo:

Produção Internacional	Petróleo (mbbl/d)			Gás Natural (mmcf/d)			Total (mboe/d)		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013	2015	2014	2013
América do Sul (exceto Brasil).....	38,6	57,3	70.9	474,9	545,9	532,0	117,8	148,3	159,6
América do Norte.....	30,6	27,3	11.8	67,2	12,8	12,1	41,8	29,5	13,9
África.....	0,0	0,0	26.4	–	–	–	0,0	0,0	26,4
Total Internacional	**69,2**	**84,7**	**109.1**	**542,1**	**558,7**	**544,1**	**159,6**	**177,8**	**199,9**
Investidas não-consolidadas:									
América do Sul (exceto Brasil).....	3,4	4,6	5.5	0,9	1,6	1,7	3,5	4,9	5,7
África	26,6	26,6	13.9	0,0	0,0	0,0	26,6	26,6	13,9
Produção mundial (exceto Brasil).....	**99,2**	**115,9**	**128,5**	**543,0**	**560,3**	**545,8**	**189,7**	**209,3**	**219,5**

No exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2015, reconhecemos perdas por *impairment* de US$ 0,6 bilhão, com relação às nossas operações de exploração e produção internacionais. Estas perdas de *impairment* foram nos campos de Cascade e Chinook, localizados nos Estados Unidos (US$ 0,43 bilhão) e nos campos de San Alberto, San Antonio, Itau e Colpa Caranda, localizados na Bolívia (US$ 0,17 bilhão). Para mais informações, consultar Nota 14 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas. No exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2014, reconhecemos perdas de *impairment* de US$ 1,7 bilhão em relação a nossas operações de exploração e produção internacionais. Estas perdas por *impairment* foram principalmente nos campos de Cascade e Chinook, localizados nos Estados Unidos (US$ 1,6 bilhão).

Atividades no Exterior por Região

América do Sul

Conduzimos atividades de exploração e produção na Argentina, Bolívia, Colômbia e Venezuela.

- Na **Argentina**: Participamos em toda a cadeia de valor de energia, principalmente através de nossa participação de 67,2% na Petrobras Argentina S.A., ou PESA. Nossa produção de petróleo está concentrada nos campos Medanito e Entre Lomas na Bacia de Neuquén e nos campos de El Tordillo

no Golfo da Bacia de San Jorge e nossa produção de gás está concentrada nos campos de El Mangrullo, Río Neuquén e de Sierra Chata, na Bacia de Neuquén.

- Na **Bolívia,** a nossa produção de petróleo e gás vem principalmente dos campos de San Alberto e San Antonio, que são operados principalmente para o fornecimento de gás para o Brasil e para a Bolívia.

- Na **Colômbia,** nosso portfólio inclui o bloco de exploração *offshore* Tayrona e o bloco de exploração onshore Villarrica Norte.

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

América do Norte

- Nos **Estados Unidos,** concentramo-nos em campos de águas profundas no Golfo do México. Nossa produção nos Estados Unidos em 2015 originou-se principalmente dos campos de Cascade, Chinook, Saint Malo, Lucius, Hadrian South e Cottonwood. O projeto de desenvolvimento de Cascade e Chinook foi o primeiro no Golfo do México a usar um FPSO.

- No **México,** realizamos contratos de prestação de serviços sem cláusula de risco através de nossa *joint venture* PTD Servicios Multiplos SRL nos blocos *onshore* de Cuervito e Fronterizo na Bacia de Burgos desde 2003. Com base nesses contratos de prestação de serviços, recebemos pagamentos por nossos serviços, mas toda produção é transferida para a companhia petrolífera nacional mexicana Petróleos Mexicanos.

África

Exploramos oportunidades de petróleo e gás na África exclusivamente através de nossa participação de 50% em uma *joint venture* com o BTG Pactual E&P BV (uma subsidiária do Banco BTG Pactual S.A.), a Petrobras Oil & Gas (PO&G). Os ativos de nossa *joint venture* com o BTG Pactual E&P BV incluem:

- No **Gabão**, os blocos *offshore* Ntsina Marin e Mbeli Marin, que estão em uma fase exploratória;

- Na **Nigéria**, os campos de Agbami e Akpo, que são ambos produtores de petróleo. PO&G também tem uma participação de 16% no projeto do campo de Egina, atualmente na sua fase de desenvolvimento, enquanto que descobertas de Preowei e Egina Sul estão sob avaliação; e

- Na **Tanzânia**, PO&G iniciou o processo de abandonamento do remanescente Bloco 8 após uma fase exploratória que revelou resultados secos.

Reservas

De acordo com critérios técnicos da SEC para registro das reservas provadas, em 31 de dezembro de 2015, as nossas reservas provadas mundiais líquidas de óleo, condensado e gás natural, incluindo o óleo sintético e gás, atingiu 10.516 mmboe, uma redução de 20% em relação a nossas reservas provadas de 13.141 mmboe em 31 de dezembro de 2014. Esta redução deveu-se principalmente à queda dos preços do petróleo durante o exercício fiscal de 2015 e ao declínio natural da produção de campos de petróleo.

Nossas reservas provadas mundiais em 31 de dezembro de 2015, 31 de dezembro de 2014 e 31 de dezembro de 2013 estão resumidas na tabela abaixo:

Reservas Provadas (critério SEC)(1)	Petróleo (mmbbl)			Gás natural (bncf)			Total (mmboe)		
	2015	**2014**	**2013**	**2015**	**2014**	**2013**	**2015**	**2014**	**2013**
Brasil.....	8.551,1	10.858,8	10.667,2	9.597,0	11.180,9	11.303,5	10.150,6	12.722,2	12.551,1
Bacia de Campos	4.778,8	7.202,8	7.642,3	3.407,5	4.578,4	4.662,4	5.346,7	7.965,9	8.419,4
Bacia de Santos	3.216,0	2.917,4	2.209,8	4.579,7	4.339,7	3.935,4	3.979,3	3.640,7	2.865,7
Outras Bacias	556,3	738,6	815,1	1.609,8	2.262,8	2.705,7	824,6	1.115,7	1.266.0
América do Sul (exceto Brasil)	66,9	84,6	187,3	697,4	758,3	1.099,8	183,1	211,0	370,6
América do Norte.....	90,6	120,1	123,2	138,5	180,0	133,0	113,7	150,1	145,4
África	65,8	54,1	63,2	16,6	19,3	20,6	68,6	57,3	66,7
Total.....	**8.774,4**	**11.117,6**	**11.040,9**	**10.449,5**	**12.138,5**	**12.556,9**	**10.515,9**	**13.140,6**	**13.133,8**

(1) Os números incluem petróleo e gás sintéticos

Houve uma redução líquida de 2.625 mmboe em nossas reservas provadas em 2015, principalmente em consequência de revisões de estimativas anteriores. Consultar "Informações Adicionais sobre Reservas e Produção - Alterações nas Reservas Provadas" para obter mais informações sobre as mudanças em nossas reservas provadas. A tabela abaixo resume as alterações nas nossas reservas nos últimos três anos, expressos em milhões de barris de óleo equivalente, incluindo o óleo sintético e gás.

Reservas Provadas (critério SEC) (mmboe)	2015	2014	2013
Reservas provadas, início do ano	**13.141**	**13.134**	**12.895**
Descobertas e extensões	494	316	1.050
Recuperação melhorada	22	2	277
Revisões de estimativas anteriores	(2.186)	718	(109)
Vendas de reservas provadas	(22)	(163)	(118)
Compras de reservas provadas	0	31	0
Produção	(932)	(898)	(862)
Reservas provadas, final do ano	**10.516**	**13.141**	**13.134**

Nosso índice de reservas/produção internacionais foi de 11,3 anos e 11,5 anos no Brasil e a relação entre nossas reservas provadas desenvolvidas e totais foi de 51,1% em 31 de dezembro de 2015.

Investimentos

Em 2015, devido ao declínio recente dos preços internacionais do petróleo e da depreciação do real contra o dólar norte-americano, bem como a nosso Plano 2015-2019 revisado, reduzimos os investimentos em atividades de exploração e produção e mudamos nosso foco de exploração para o desenvolvimento de projetos que já estão em andamento na área do pré-sal de Santos.

Nosso investimento de US$ 19,1 bi em atividades de exploração e produção em 2015 (no Brasil e no exterior) representam uma diminuição de US$ 6,4 bilhões quando comparados com o investimento de US$ 25,5 bilhões no exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2014 e uma queda de US$ 10,6 bilhões quando comparada aos US$ 29,7 bilhões no exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2013, devido principalmente a uma redução das atividades de exploração, projetos de otimização e a depreciação do *real* contra o dólar norte-americano. Em 2015, 94% dos nossos investimentos de exploração e produção foram no Brasil.

Exploração

Em 31 de dezembro de 2015, tínhamos 43 planos de avaliação em curso, incluindo 40 em áreas exploratórias e três em áreas de *ring fence*. Somos exclusivamente responsáveis por conduzir as atividades de exploração em 68 acordos exploratórios. Na Bacia de Campos, nossos esforços de exploração concentram-se no pré-sal. Na Bacia de Santos, o Consórcio Libra tem alcançado progressos significativos na exploração do bloco de Libra, com as descobertas recentes que apontam para uma coluna de 300 metros de óleo de grau 28º API no sexto poço perfurado na área Nordeste do Campo de Libra.

Em 2015, além das descobertas relevantes de petróleo no bloco de Libra, também tivemos resultados bem sucedidos na Bacia de Sergipe Offshore - confirmando assim o seu potencial - e no campo El Mangrullo, na Bacia de Neuquina na Argentina. Também declaramos comercialidade de Sépia Leste, na Bacia de Santos e no campo *onshore* de Jandaia Sul, na Bacia do Reconcavo.

Em 31 de dezembro de 2015, tínhamos parcerias de exploração com 19 empresas nacionais e estrangeiras, em 74 acordos exploratórios, dos quais somos operador em 43. Temos participação que varia de 30% a 100% nas áreas de exploração em regime de concessão ou que foram cedidas a nossa companhia.

Em 2015, investimos um total de US $ 2,3 bilhões nas atividades de exploração.

	Área Exploratória Líquida (km²)			Blocos Exploratórios			Planos de Avaliação			Poços Perfurados		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013	2015	2014	2013	2015	2014	2013
Brasil	**55.366**	**63.789**	**54.210**	**146**	**158**	**96**	**43**	**46**	**51**	**51**	**74**	**76**
Bacia de Campos	1.798	3.398	4.493	7	8	5	9	9	7	4	10	5
Bacia de Santos	3.378	6.322	11.952	6	9	8	5	8	11	5	8	12
Outras Bacias	50.190	54.069	37.765	133	141	83	29	48	33	42	56	59
América do Sul (exceto Brasil)	**12.702**	**12.702**	**44.337**	**7**	**7**	**15**	**1**	**1**	**1**	**6**	**9**	**5**
América do Norte	**787**	**1.877**	**1.886**	**52**	**110**	**112**	**0**	**0**	**0**	**2**	**1**	**2**
África	**3.679**	**6.057**	**9.583**	**3**	**6**	**9**	**2**	**2**	**2**	**0**	**4**	**0**
Total	**72.534**	**84.425**	**110.016**	**208**	**281**	**232**	**46**	**49**	**54**	**59**	**88**	**83**

Recursos críticos em Exploração e Produção

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, para a expansão da frota, necessitamos de um prazo substancial. Quando descobrimos o reservatório do pré-sal, em 2006, nossas atividades na qualidade de operadores eram restringidas pela falta de sondas. Em 2008, tínhamos apenas três sondas capazes de perfurar em águas com profundidade superior a 2.000 metros (6.560 pés), enquanto em 2013 tínhamos expandido nossa frota para 40 sondas. A redução do tempo necessário para completar os poços do pré-sal e para otimizar o projeto contribuiu para redução do número de poços permitindo, assim, a redução da nossa frota de sondas.

Em 31 de dezembro de 2015, havia 18 sondas em terra e 46 sondas *offshore* em nossa frota, das quais 30 unidades operavam em águas ultraprofundas no Brasil. As reduções na nossa frota de sondas são esperadas devido à experiência e conhecimento que adquirimos nas operações de perfuração e no adiamento de alguns projetos.

Também reduzimos substancialmente nossa frota de sondas intermédias (de 1.000 a 1.999 metros) e o número de nossas sondas terrestres, uma vez que os nossos projetos nestas áreas foram praticamente concluídos.

A redução nas atividades de exploração irá diminuir ainda mais a necessidade de plataformas de perfuração.

Unidades de Perfuração em Uso no Brasil por Exploração e Produção, em 31 de dezembro de cada ano

	2015		2014		2013	
	Arrendada	Própria	Arrendada	Própria	Arrendada	Própria
Onshore	**10**	**8**	**16**	**10**	**12**	**10**
Offshore, por lâmina d'água	**40**	**6**	**55**	**6**	**61**	**7**
Sondas Auto-Elevatórias	–	2	–	2	–	3
Sondas Marítimas:	40	4	55	4	61	4
500 a 999 metros, por lâmina d'água	2	2	2	2	4	2
1000 a 1999 metros, por lâmina d'água	8	2	14	2	17	2
2000 a 3200 metros, por lâmina d'água	30	0	39	–	40	–

Unidades de Perfuração em Uso no Exterior para Exploração e Produção, em 31 de dezembro de cada ano

	2015		2014		2013	
	Arrendada	Própria	Arrendada	Própria	Arrendada	Própria
Onshore	**8**	–	**6**	–	**7**	–
Offshore, por lâmina d'água	**1**	–	**2**	–	**2**	–
Sondas Auto-Elevatórias	–	–	–	–	–	–
Sondas Marítimas:	–	–	–	–	–	–
500 a 999 metros, por lâmina d'água	–	–	–	–	–	–
1000 a 1999 metros, por lâmina d'água	–	–	–	–	–	–
2000 a 3200 metros, por lâmina d'água	1	–	2	–	2	–

A fim de atingir os nossos objetivos de produção, temos que garantir um número de embarcações especializadas em conectar poços aos sistemas de produção. Em 2015, os navios especializados foram suficientes para atender às nossas necessidades.

Refino, Transporte e Comercialização

Principais estatísticas de Refino, Transporte e Comercialização

	2015	2014	2013
		(US$ milhões)	
Refino, Transporte e Comercialização:			
Receitas de Vendas	74.321	114.431	114.331
Lucro (Prejuízo) antes dos impostos	8.459	(23.527)	(12.413)
Ativos imobilizados	33.032	50.273	67.297
Despesas de capital e investimentos	2.534	7.882	14.399

Somos um dos maiores refinadores do mundo. Possuímos e operamos 13 refinarias no Brasil, com uma capacidade total líquida de destilação de petróleo bruto de 2.176 mbbl/d. Em 31 de dezembro de 2015, operamos substancialmente toda a capacidade de refino do Brasil. Suprimos quase todas as necessidades de produtos refinados de atacadistas, exportadores e empresas petroquímicas, além das necessidades do nosso segmento de Distribuição. Operamos uma infraestrutura grande e complexa de dutos, terminais e uma frota de transporte de derivados de petróleo e petróleo bruto para o mercado interno e externo. A maioria das nossas refinarias está localizada próxima aos nossos dutos de petróleo bruto, instalações de armazenagem, dutos de produtos refinados e principais instalações petroquímicas, facilitando o acesso ao abastecimento de petróleo bruto e aos usuários finais.

Nosso segmento de Refino, Transporte e Comercialização também inclui (i) operações petroquímicas que agregam valor aos hidrocarbonetos que produzimos, (ii) extração e processamento de xisto e (iii) às atividades internacionais de refino.

Capacidade de Refino no Brasil

Nossa capacidade de destilação de petróleo bruto no Brasil em 31 de dezembro de 2015 foi de 2.176 mbbl/d e nossa produção média em 2015 foi de 1.976 mbbl/d. Aumentamos também gradualmente a produção de diesel com baixo teor de enxofre, de 144 mbbl/d em 2014 para 201 mbbl/d em 2015, atendendo à demanda do mercado para um transporte de combustível menos agressivo ao meio ambiente.

A tabela a seguir mostra a capacidade instalada de nossas refinarias brasileiras em 31 de dezembro de 2015, e as médias diárias de produção de nossas refinarias no Brasil em 2015, 2014 e 2013.

Capacidade e Produção Média das Refinarias

Nome (Nome Alternativo)	Localização	Capacidade de destilação de petróleo em 31 de dezembro de 2015	Produção média*		
			2015	2014	2013
		(mbbl/d)		(mbbl/d)	
LUBNOR	Fortaleza (CE)	8	8	9	8
RECAP (Capuava)	Capuava (SP)	53	40	54	53
REDUC (Duque de Caxias)	Duque de Caxias (RJ)	239	235	271	282
REFAP (Alberto Pasqualini)	Canoas (RS)	201	174	192	197
REGAP (Gabriel Passos)	Betim (MG)	157	152	158	150
REMAN (Isaac Sabbá)	Manaus (AM)	46	38	44	42
REPAR (Presidente Getúlio Vargas)	Araucária (PR)	208	197	204	194
REPLAN (Paulínia)	Paulinia (SP)	415	391	408	421
REVAP (Henrique Lage)	São Jose dos Campos (SP)	252	249	262	234
RLAM (Landulpho Alves)	Mataripe (BA)	315	248	287	279
RPBC (Presidente Bernardes)	Cubatão (SP)	170	157	177	177
RPCC (Potiguar Clara Camarão)	Guamaré (RN)	38	34	38	37
RNEST (Abreu e Lima)	Ipojuca (PE)	74	53	3	–
Produção Média de Petróleo		2.176	1.936	2.065	2.029
Produção Média de GNL		–	40	41	45
Produção Média		2.176	1.976	2.106	2.074

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

Investimentos em Refinaria

Iniciamos a construção de duas novas refinarias - Refinaria Abreu e Lima – Rnest no nordeste do Brasil e do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro - Comperj para processar nosso óleo pesado produzido no país em derivados de petróleo que tinham maior demanda no mercado brasileiro e para os quais havia uma escassez crescente.

A primeira unidade de refino da Rnest começou a produção de derivados de petróleo em dezembro de 2014. Projetada para processar 115 mbbl/d de petróleo bruto em diesel com baixo teor de enxofre (10 ppm) e outros produtos, esta unidade está operando com capacidade parcial de 74 mbbl/d. Para atingir a capacidade total da unidade, será necessária a conclusão de uma unidade de redução de emissões de enxofre (SNOX), que esperamos estar concluída em 2017. A construção da segunda unidade de refino da RNEST, que irá aumentar a capacidade da refinaria para 230 mbbl/d, está prevista para ser concluída até 2018, de acordo com nosso Plano 2015-2019.

Com relação ao Comperj, estamos atualmente construindo um modelo de negócio para reiniciar a construção deste projeto, que inclui parcerias com partes dispostas a financiar e completar a construção de sua primeira unidade de refino. A construção da central de utilidades do complexo, a fim de apoiar o *startup* da sua planta de processamento de gás natural, está em andamento.

Nós reconhecemos perdas por *impairment* no exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2015 de US$ 1,35 bilhão em relação ao Comperj, devido à utilização de uma taxa maior de desconto (refletindo um aumento do risco Brasil) e o atraso nos fluxos de caixa futuros esperados resultantes do novo adiamento do projeto. Para mais informações, consulte Nota 14 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e Item 5. "Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras - Políticas Contábeis Críticas e Estimativas - Teste de redução ao valor recuperável dos ativos de refino." Nós reconhecemos anteriormente perdas de *impairment* no exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2014 de US$ 11,7 bilhões em relação ao Comperj e Rnest e de US$ 129 milhões em relação à refinaria Nansei Sekiyu K.K. em Okinawa.

Além da construção de novas refinarias, ao longo dos últimos dez anos, fizemos investimentos significativos em nossas refinarias existentes para aumentar a nossa capacidade de processar economicamente óleo brasileiro mais pesado, melhorar a qualidade dos nossos produtos derivados de petróleo e, assim, atender as normas regulamentares mais rigorosas, além de modernizar nossas refinarias e reduzir o impacto ambiental de nossas operações de refino. Estes investimentos em nossas refinarias existentes foram praticamente concluídos.

Em consequência tanto da conclusão como da suspensão temporária de obras em nossos projetos de refinaria, os investimentos em atividades de refino totalizaram US$ 1,7 bilhão em 2015, em comparação aos investimentos no valor de US$ 6,3 bilhões no exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2014 e US$ 11,8 bilhões no exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2013. As mudanças recentes no nosso modelo de negócios levaram a uma revisão de nossas perspectivas futuras e, finalmente, resultando em uma redução no ritmo de nossos investimentos projetados, refletido conforme nosso Plano 2015-2019.

Produção Doméstica de Derivados de Petróleo e Volumes de Vendas Domésticas

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

Produção Doméstica de Derivados de Petróleo: Operações de Refino e Comercialização, mbbl/d(1)

	2015	2014	2013
Diesel	848	853	850
Gasolina	435	494	491
Óleo Combustível	250	286	255
Nafta	78	85	90
GLP	127	130	137
Combustível de Aviação	98	105	96
Outros	190	217	206
Total Produção Doméstica de Derivados de Petróleo	**2.026**	**2.170**	**2.124**
Capacidade instalada(2)	2.176	2.176	2.102
Utilização de destilação de bruto (%)(3)	89	98	97
Petróleo Doméstico como % de total de matéria prima processada	86	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 2015, 2014 e 2013.
(3) A utilização da destilação de petróleo considera a capacidade instalada média, em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013.

Nossa produção doméstica total de produtos derivados de petróleo diminuiu de 2.170 mbbl/d em 2014 para 2.026 mbbl/d em 2015, como resultado da menor demanda por derivados de petróleo no mercado nacional e paradas de manutenção. Em 2015, o diesel representava 42% da nossa produção doméstica de derivados de petróleo, em comparação aos 39% em 2014, além disso, houve uma maior participação do petróleo nacional bruto na nossa matéria-prima nacional total processada (86%, em comparação com 82% em 2014.)

Volumes de Vendas Domésticas e Exportações do Brasil, mbbl/d

	2015	2014	2013
Diesel	923	1,001	984
Gasolina	553	620	590
Óleo Combustível	104	119	98
Nafta	133	163	171
GLP	232	235	231
Combustível de Aviação	110	110	106
Outros	179	210	203
Total derivados de petróleo	**2.234**	**2,458**	**2,383**
Etanol, fertilizantes nitrogênio, renováveis e outros produtos	123	99	91
Gás Natural	432	446	409
Total mercado doméstico	**2.789**	**3,003**	**2,883**
Exportações	510	393	395
Total mercado doméstico e exportações	**3.299**	**3.396**	**3.278**

O mercado interno brasileiro cresceu rapidamente de 2010 a 2012, em paralelo à expansão econômica do Brasil e um aumento da renda média, crescendo a uma média de 7,9% ao ano. Em 2013 e 2014, em consequência da desaceleração da economia brasileira, a taxa de crescimento interno do consumo de derivados de petróleo, principalmente diesel, diminuiu em comparação às taxas mais elevadas de crescimento experimentadas em anos anteriores.

Nossos volumes totais de vendas no mercado interno de derivados de petróleo foram 2.234 mbbl/d em 2015, uma redução de 9% em relação a 2014. Em 2015, nossas vendas de produtos derivados de petróleo diminuíram por conta de uma redução de 3,8% no PIB brasileiro, um aumento nas importações de diesel e gasolina de outros participantes no mercado brasileiro, uma redução do consumo de gasolina devido a uma maior utilização de etanol e uma diminuição na venda de óleo combustível, por causa da diminuição do consumo termelétrico.

Importações e Exportações

Nossa importação e exportação de produtos derivados de petróleo dependem de nossa produção nas refinarias e dos níveis de demanda no Brasil. Grande parte do petróleo que produzimos no Brasil é do tipo pesado ou intermediário. Nós importamos uma quantidade de petróleo leve para equilibrar o *mix* de nossas refinarias e exportamos petróleo bruto pesado e intermediário da nossa produção no Brasil. Apesar da retração do mercado doméstico em 2015 e para tirar partido das diferenças de preços existentes entre o custo de refino de petróleo bruto no Brasil e o custo para importar produtos derivados de petróleo, também continuamos a importar derivados para equilibrar qualquer diferença entre a produção de nossas refinarias brasileiras e a demanda do mercado de cada produto.

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

A tabela abaixo mostra as nossas exportações e importações de petróleo e derivados de petróleo em 2015, 2014 e 2013:

Exportações e importações de petróleo e derivados de petróleo, mbbl/d

	2015	2014	2013
Exportações			
Petróleo	360	232	207
Óleo combustível (inclui bunker)	125	128	151
Gasolina	3	0	0
Outros	21	30	35
Total exportações	**509**	**390**	**393**
Importações			
Petróleo	277	392	404
Diesel	78	185	174
GLP	67	70	63
Gasolina	28	41	32
Nafta	51	88	83
Outros	32	29	37
Total importações	**533**	**805**	**793**

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, sujeitos a uma negociação de preços com terceiros de acordo com a forma de entrega. Estamos comprometidos por meio de contratos de longo prazo em fornecer um total de cerca de 266 mbbl/d de petróleo em 2016. Acreditamos que nossas reservas provadas nacionais serão suficientes para nos permitir continuar a entregar todos os volumes contratados. Para 2016, aproximadamente 30% do nosso petróleo doméstico será para atender os contratos de entrega de exportação com terceiros.

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 2015, nossos oleodutos *onshore* e *offshore*, de petróleo e derivados de petróleo se estenderam por 7.517 km (4.670 milhas). Nós operamos 28 terminais de armazenamento marítimo e 21 outros depósitos de petróleo com capacidade de armazenamento nominal agregado de 67 mmbbl. Nossos terminais marítimos atendem uma média de 10.336 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. 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 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.

Além disso, três novos petroleiros e um navio de transporte de GLP foram entregues à Transpetro em 2015. Nós planejamos ter mais cinco navios entregues durante 2016 e até 18 navios nos anos seguintes, os quais serão construídos em estaleiros brasileiros. Em 2015, em razão do nosso Plano 2015-2019, bem como por problemas com nossas contrapartes nos contratos de construção ou de entrega de navios, cancelamos contratos de compra para a entrega de 10 navios adicionais.

A tabela abaixo mostra nossa frota operacional e embarcações contratadas a partir de 31 de dezembro de 2015.

Embarcações próprias e arrendadas em operação e em contratos de construção em 31 de dezembro de 2015

	Em Operação		Sob Contrato/Construção	
	Quantidade	Capacidade em Tonelada Bruta	Quantidade	Capacidade em Tonelada Bruta
Frota Própria:				
Petroleiros	48	4.415.178	18	2.199.800
Navios Transporte GLP	6	40.732	5	21.300
Rebocador Lançador de Âncora (AHTS)	1	1.920	–	
Total	55	4.457.830	23	2.221.100
Frota Arrendada:				
Petroleiros	105	11.238.426	–	–
Navios Transporte GLP	21	452.373	–	–
Total	126	11.690.799	–	–

Uma redução do número de navios afretados em 2015 deve-se principalmente à queda significativa das importações de produtos derivados de petróleo. Apesar desta redução no número de navios afretados, o volume de petróleo e derivados transportados em 2015 foi equivalente ao volume transportado em 2014 devido ao aumento das exportações de petróleo, que utilizam navios de maior porte.

Petroquímica

Nossas operações petroquímicas propocionam uma saída para os nossos volumes crescentes de produção de gás e outros produtos refinados, gerando um valor agregado e providenciando substitutos 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/a (Capacidade Nominal)	Participação Petrobras (%)
Braskem(1):		
Etileno	3,95	
Polietileno	3,05	36,20
Polipropileno	3,99	
DETEN Química S.A.:		
LAB(1)	0,22	27,88
LABSA(1)	0,12	
METANOR S.A./COPENOR S.A. (2):		
Metanol	0,08	
Formaldeido	0,09	34,54
Hexamina	0,01	
FCC Fábrica Carioca de Catalisadores S.A.:		
Catalizadores	0,04	50,00
Aditivos	0,01	
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 subisidiária 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$ 850 milhões, sendo o maior na Braskem S.A. (Braskem), maior companhia petroquímica do Brasil.

Nós reconhecemos perdas por *impairment* no exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2015 num total de US$ 200 milhões em relação ao Complexo Industrial Petroquímica Suape devido a mudanças no mercado e nas premissas de preço resultantes de uma diminuição da atividade econômica no Brasil, além de uma redução do *spread* dos produtos petroquímicos no mercado internacional e do uso de uma taxa de desconto mais elevada (refletindo um aumento do risco Brasil). Para mais informações, consultar Nota 14 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas. Nós reconhecemos anteriormente perdas de *impairment* no exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2014 num total de US$ 1,1 bilhão em relação ao Complexo Petroquímico de Suape.

Capacidade de Refino no Exterior

Nossa capacidade internacional de destilação de óleo bruto em 31 de dezembro de 2015 era de 230,5 mbbl/d e o fator de utilização de nossas instalações de refino internacionais consolidadas eram de 58%.

A tabela a seguir mostra a capacidade instalada de nossas refinarias internacionais em 31 de dezembro de 2015 e os rendimentos médios diários em 2015, 2014 e 2013, respectivamente.

Capacidade e Produção Média das Refinarias

Nome (Nome Alternativo)	Localização	Capacidade de Destilação de óleo em 31 de dezembro de 2015	Produção Média*		
			2015	2014	2013
		(mbbl/d)		(mbbl/d)	
Pasadena Refining System Inc.	Texas (USA)	100.0	99.5	100.3	101.8
Nansei Sekiyu Kabushiki Kaisha	Okinawa (JP)	100.0	10.2	35.9	38.6
Reninaria Ricardo Eliçabe	Bahía Blanca (AR)	30.5	28.7	27.2	29.0
Total Produção Média de Petróleo		230.5	132.8	158.9	160.8
Produção média externa de intermediário		12.0	5.6	4.5	8.6
Total Produção Média		242.5	138.4	163.4	169.4

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

A tabela a seguir mostra a produção média total de petróleo de nossas refinarias internacionais em 2015, 2014 e 2013.

Produção Média de Derivados no Exterior

	2015	2014	2013
		(mbbl/d)	
Produção média total	149	175	185

Nós também participamos no setor de refino em outros países da América do Sul e na América do Norte. Consulte abaixo as nossas atividades internacionais de refino por região:

América do Sul

Realizamos atividades de refino e transporte na Argentina através de nossa participação na PESA. Nós somos proprietários da Refinaria Bahia Blanca, com capacidade de 30,5 mbbl/d, e temos participação na refinaria Refinor em Campo Duran e em duas plantas petroquímicas em Puerto General San Martín e Zárate.

América do Norte

Nos Estados Unidos, somos donos de 100% do Pasadena Refining System Inc. e de 100% da sociedade comercial relacionada à Pasadena Refining System Inc., PRSI Trading, LLC.

Asia

No Japão, possuímos a refinaria Nansei Sekiyu Kabushiki Kaisha em Okinawa. No primeiro trimestre de 2015, decidimos começar a liquidar as operações desta refinaria, e a refinaria parou de processar o petróleo bruto em abril de 2015. Este plano de liquidação envolve a continuidade de suas atividades como um terminal marítimo. Todas as partes interessadas foram avisadas a respeito dessas mudanças no modelo de negócios, incluindo as autoridades locais.

Volumes de Vendas no Exterior

Volumes de Vendas no Exterior, mbbl/d

	2015	2014	2013
Vendas Internacionais	546	**571**	**514**

Distribuição

Principais Estatísticas de Distribuição

	2015	2014	2013
		(US$ milhões)	
Distribuição:			
Receitas de Vendas	33.406	46.893	45.244
Lucro (Prejuízo) antes dos impostos	(219)	860	1.411
Ativos imobilizados	1.868	2.685	2.790
Despesas de capital e investimentos	255	487	566

Distribuição no Brasil

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 e trabalha para expandir o mercado interno de derivados de petróleo e de outros combustíveis, incluindo o GLP, o gás natural, o etanol e o biodiesel.

O foco do nosso segmento de Distribuição é ser a referência na distribuição de derivados de petróleo e biocombustíveis no Brasil, inovando e oferecendo valor aos nossos negócios, promovendo ao mesmo tempo a segurança das operações e responsabilidade ambiental e social, fortalecendo a marca Petrobras.

Nós abastecemos e operamos a Petrobras Distribuidora, que responde por 35,1% 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 2015, a Petrobras Distribuidora vendeu o equivalente a 919,8 mbbl/d de derivados de petróleo e de outros combustíveis a clientes de atacado e varejo, dos quais a maior parte (39,9%) foi diesel.

Em 31 de dezembro de 2015, nossa rede de postos de serviços da Petrobras Distribuidora foi líder no varejo do Brasil, com 8.176 postos, ou 19,7% dos postos de serviços no Brasil. A Petrobras Distribuidora é proprietária e franqueadora de postos que representaram 27,6% das vendas no varejo do Brasil de diesel, gasolina, etanol, gás natural veicular e lubrificantes em 2015.

A maioria dos postos de serviços 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 632 postos de serviços 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 de serviços 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 53,8% 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 22,7% e ficou em segundo lugar em vendas de GLP no Brasil em 2015, de acordo com a ANP.

Distribuição no Exterior

Também participamos no setor de varejo em outros países da América do Sul. Veja abaixo nossas atividades internacionais de distribuição por região:

América do Sul

Realizamos atividades de distribuição na Argentina, Chile, Colômbia, Paraguai e Uruguai:

- Na **Argentina**, por meio da PESA, nossas operações incluem 265 postos de serviços no varejo;
- No **Chile**, as nossas operações incluem 279 postos de serviços, a distribuição e venda de combustíveis em aeroportos e uma fábrica de lubrificantes;
- Na **Colômbia**, as nossas operações incluem 115 postos de serviços e uma fábrica de lubrificantes;
- No **Paraguai**, nossas operações incluem 180 postos de serviços, a distribuição e venda de combustíveis em três aeroportos e uma planta de reabastecimento de GLP; e
- No **Uruguai**, temos operações de abastecimento no país, incluindo 87 postos de serviços e ativos no segmento de gás.

Gás e Energia

Principais Estatísticas de Gás e Energia

	2015	2014	2013
		(US$ milhões)	
Gás e Energia:			
Receitas de Vendas	13.145	18.373	14.572
Lucro (prejuízo) antes de impostos	518	(466)	991
Ativos imobilizados	14.674	22.237	21.011
Despesas de capital e investimentos	793	2.571	2.742

Nosso segmento de Gás e Energia compreende o transporte e 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 e fontes eólica.

O foco do nosso segmento de Gás e Energia é:

- Monetizar nossos recursos de gás natural;
- 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
- Acrescentar valor ao processamento químico do gás natural, priorizando fertilizantes nitrogenados e outros produtos de valor agregado.

Gás e Energia no Brasil

Por mais de duas décadas, temos trabalhado ativamente para desenvolver simultaneamente reservas de gás natural do Brasil e desenvolver a infraestrutura vital para garantir flexibilidade e confiabilidade no fornecimento de gás natural. Em razão deste programa de desenvolvimento de vários anos, agora temos um sistema integrado centrado em torno de duas principais redes de gasodutos interligadas, uma conexão de gasoduto com a Bolívia e um gasoduto isolado na região norte do Brasil (todos juntos abrangendo mais de 9.190 km). Esta rede permite que ofereçamos aos nossos clientes gás natural processado em nossas instalações de gás que chegam de nossos campos produtores de gás natural *onshore* e *offshore*, principalmente originário das bacias de Santos, de Campos e do Espírito Santo, bem como gás natural de nossos três terminais de GNL e da Bolívia. Como resultado de nossos esforços para desenvolver este mercado, o gás natural em 2014 supriu 13,5% do total das necessidades de energia do Brasil, em comparação com 3,7% em 1998.

Gás Natural

Nossos principais mercados para o gás natural são:

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

A tabela abaixo mostra as fontes do nosso fornecimento 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, mmm^3/d

	2015	2014	2013
Fontes de fornecimento de Gás Natural			
Produção Doméstica	44,9	43,2	40,8
Importado da Bolivia	32,1	32,9	30,5
GNL	18,0	20,0	14,5
Total de fornecimento do Gás Natural	95,0	96,1	85,9
Vendas de Gás Natural			
Vendas a empresas locais de Distribuição de Gás (1)	37,5	38,9	38,6
Vendas para termoelétricas a Gás	31,1	31,6	26,0
Total de Vendas de Gás Natural	68,6	70,5	64,6
Consumo Interno (refinarias, fertilizante e termoelétricas a Gás)(2)	26,4	25,6	21,3
Receitas (US$ bilhões)(3)	8,3	9,8	9,0

(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.

Nosso volume de vendas de gás natural para clientes industriais, de geração de energia elétrica a gás, comerciais e de varejo em 2015, foi de 68,6 mmm3/d, representando um decréscimo de 2,7% em relação a 2014. Esta diminuição é atribuível à redução de nossas atividades industriais de 2014 a 2015. O consumo de gás natural por refinarias e fábricas de fertilizantes aumentou em 10%.

Atualmente, nosso foco principal é fornecer soluções de transporte e de processamento para a nossa produção de gás natural planejada a partir dos campos do pré-sal. Em 2015, investimos US$ 513,9 milhões em nossa infraestrutura de gás natural, e em 2016, pretendemos continuar a investir em (i) construção de dois gasodutos *offshore* de exportação para conectar campos produtores do nosso gás natural do pré-sal para o Terminal de Cabiúnas e a planta de processamento do Comperj; (ii) a expansão da capacidade de processamento de gás natural do Terminal de Cabiúnas, para processamento de até 459 milhões de pés cúbicos/d (13 mmm^3/d) com a expectativa de aumentar a produção de gás natural associado de reservatórios do pré-sal da Bacia de Santos, e (iii) o desenvolvimento de uma planta de processamento de gás natural, com capacidade de 742 milhões de pés cúbicos/d (21 mmm^3/d), localizada no futuro complexo petroquímico do Comperj, também associado com os reservatórios do pré-sal na bacia de Santos. A expansão do Terminal Cabiúnas tornou-se plenamente operacional em março de 2016 e a planta de processamento de gás natural do Comperj está prevista para iniciar as operações em 2019.

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 mmm^3/d), outro em Pecém (Ceará) no Nordeste do Brasil, com uma capacidade de entrega de 247 mmcf/d (7 mmm^3/d) e a última localizada na Baía de Todos os Santos (Bahia), com uma capacidade de entrega de 494 mmcf/d (14 mmm^3/d).

Em 2015, recebemos 79 cargas de gás natural liquefeito (GNL) no Brasil, em comparação às 99 em 2014.

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 mmm^3/d e 16 mmm^3/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 mmm^3/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 mmm^3/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.

Através da Gaspetro temos participações que variam de 23,5% a 100% em dezenove dos vinte e sete estados distribuidores de gás natural no Brasil. Em 28 de dezembro de 2015, concluímos a venda de uma participação de 49% na Gaspetro para a Mitsui por R$ 1,93 bilhão, cerca de US$ 495 milhões. Consulte Nota 10 das demonstrações contábeis consolidadas.

Os três distribuidores mais significativos em nossa carteira (por volume) são CEG Rio, Bahiagás (ambas com participações através da Gaspetro) e Petrobras Distribuidora (que opera no Estado do Espírito Santo) e os seus volumes de venda de gás em média combinados em 2015 aumentou a 17,514 mmm3/d, o que representa 54% dos nossos volumes de vendas de gás em média em 2015.

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 GSA, 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.

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 GSA até 2020. As tabelas abaixo mostram nossos compromissos contratuais no âmbito destes acordos para o período de cinco anos a partir de 2016 até 2020.

	2016	2017	2018	2019	2020
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 (US$)(2)	45,00	59,43	60,57	63,68	67,14
Estimativas de pagamentos (US$ milhões)(3)	1.037,70	1.185,14	1.407,65	1.505,76	1.605,96
Contrato Ship-or-Pay com GTB					
Compromisso de volume (mmm^3/d)	30,08	30,08	30,08	30,08	6,00
Compromisso de volume (mmcf/d)	1.062,26	1.062,26	1.062,26	1.062,26	211,89
Estimativas de pagamentos (US$ milhões)(5)	112,91	113,17	113,72	114,30	0
Contrato Ship-or-Pay com TBG					
Compromisso de volume (mmm^3/d)(4)	35,28	35,28	35,28	35,28	17,20
Compromisso de volume (mmcf/d)	1.246,09	1.246,09	1.246,09	1.246,09	607,50
Estimativas de pagamentos (US$ milhões)(5)	519	523	526	527	144

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

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

(3) Os pagamentos estimados são calculados usando os preços do gás esperados para cada ano com base em nossa previsão para o preço do petróleo Brent. Os preços 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, relativos ao aumento da capacidade da TBG.

(5) Valores calculados com base nos preços 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 preços no âmbito destes contratos são indexadas principalmente a uma cesta internacional de óleo combustível. A fim de restaurar a competitividade do nosso gás natural no mercado brasileiro, em 2015, nós cessamos o desconto nos preços 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 eletrônicos 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 é oferecido aos consumidores que habitualmente usam fontes de energia diferentes do gás natural.

Em 2015, 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 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 2016 a 2020, 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, mmm^3/d	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Com Distribuidoras de Gás Locais:					
Partes relacionadas(1)	17.92	18.05	18.27	18.85	16.88
Terceiros	20.20	20.36	20.82	17.60	17.60
Com Termoelétricas a Gás:					
Partes relacionadas(1)	5.70	2.24	1.83	1.30	1.54
Terceiros	11.32	10.48	10.26	10.11	10.15
Total(2)	55.13	51.13	51.18	47.86	46.16
Montantes a serem faturados (US$ bilhões)(3)(4)	4.6	4.7	4.7	4.4	4.2

(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.

Energia

As demandas de energia elétrica brasileiras são providas principalmente por usinas hidrelétricas (91.602 MW de capacidade instalada), que respondem a 65% 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, consequentemente, uma menor geração de usinas termelétricas será exigida. A capacidade total instalada do Sistema Interligado Nacional em 2015 foi de 140.639 MW. Desse total, 6.148 MW (ou 4%) estavam disponíveis por 20 usinas termelétricas que operamos. Estas plantas se destinam a completar a energia das usinas hidrelétricas.

Em 2015, as usinas hidrelétricas no Brasil geraram 43.591 MW médios, o que correspondeu a 68% das necessidades totais de eletricidade do Brasil (63.966 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 20.374 MW em 2015, dos quais nossas usinas termelétricas contribuíram com uma média de 4.646 MW, em comparação com média de 4.761 MW em 2014 e média de 4.043 MW em 2013. Em 2015, investimos US$ 146,7 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 2015, a capacidade comercial certificada pelo MME para todas as usinas termelétricas controladas por nós era de 4.307 MW médios, embora a nossa capacidade total de geração fosse de 6.148 MW médios. Do total de 4.554 MW médios de capacidade comercial disponível (ou lastro) para venda em 2015, aproximadamente 69% foram vendidos como disponibilidade de espera em leilões públicos no mercado regulado (em comparação com 53% em 2014) e aproximadamente 30% foi comprometido nos termos dos contratos bilaterais e de auto-produção (ou seja, vendas às partes relacionadas) (em comparação com 35% em 2014).

Em 2015, 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 uma parte restante de nossa capacidade comercial certificada como capacidade de espera nos termos de leilões públicos no mercado regulado de eletricidade da seguinte forma: 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 1º 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. Para a entrega de energia a partir de 2016, vendemos 114 MW médio por mês em um Leilão A-1/2015, realizado em 11 de dezembro de 2015 para a venda de energia entre 1º de Janeiro de 2016 a 31 de dezembro de 2016. Com essas vendas, agora podemos prever melhor as nossas receitas que derivarão da venda de energia elétrica nos próximos 3 anos.

Sob os termos dos contratos de disponibilidade de espera, nós recebemos uma quantia fixa, independentemente de gerarmos ou não energia. Além disso, sempre que tivermos que fornecer energia nos termos destes contratos, recebemos um pagamento adicional por energia entregue que é definido na data do leilão e é revisado mensalmente ou anualmente com base em índices de preços de combustível internacionais ajustados à inflação.

Nossos compromissos futuros relacionados a contratos bilaterais e autoprodução são de 1.317 MW média em 2016, 1.232 MW média em 2017 e 1.265 MW média em 2018. Os contratos vencem gradualmente, com o último contrato expirando em 2028. À medida que os contratos bilaterais existentes expiram, passamos a vender a nossa capacidade comercial restante certificada nos termos dos contratos em novos leilões a serem realizados pelo MME ou através da execução de novos contratos bilaterais.

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

	2016	2015	2014
Capacidade instalada de energia e utilização			
Capacidade instalada (MW)	6.148	6.148	6.402
Capacidade comercial certificada (MW médios)	4.191	4.307	4.222
Compras no mercado livre (MW médios)	335	247	320
Capacidade comercial disponível (*Lastro*) (MW médios)	4.526	4.554	4.542

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)

	2015	2014	2013
Total de compromissos de venda	**4.451**	**4.036**	**4.235**
Contratos bilaterais	854	1.183	2.021
Produção Própria	437	428	416
Leilões públicos para distribuidoras	3.160	2.425	1.798
Volume de geração	**4.646**	**4.761**	**4.043**
Receitas (US$ milhões)(1)	**4.410**	**7.693**	**5.173**

(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.

Fertilizantes

Nossas plantas de fertilizantes na Bahia, Sergipe e Paraná produzem amônia e ureia para o mercado brasileiro. As unidades na Bahia e Paraná também produzem agentes redutores líquidos automotores (ARLA-32) e a unidade em Sergipe também produz sulfato de amônia. A capacidade de produção combinada destas plantas é 1.852.000 t/a de ureia, 1.406.000 t/a de amônia, 300.000 t/a de sulfato de amônia e 800.000 t/a de ARLA-32. A maioria da nossa produção de amônia é usada para produzir ureia, e o excesso de produção é vendido principalmente no mercado brasileiro. Em 2015, nós melhoramos a taxa de utilização dessas plantas o que rendeu um aumento de 27% no volume de produção em relação a 2014.

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)

	2015	2014	2013
Amônia	240,620	234,339	205,029
Ureia	1.283.673	1.046.004	1.071.827
Receitas (US$ milhões)(1)	676	663	621

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

Devido a grandes mudanças no nosso contexto de negócios, em 2015, suspendemos investimentos nos seguintes projetos 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 mmm^3/d de gás natural; e
- UFN V, com capacidade para produzir 519.000 t/a de amônia a partir de 1,3 mmm^3/d de gás natural.

Em 2015, decidimos cancelar o projeto de fertilizantes UFN V, enquanto o projeto de fertilizantes UFN III permanece em suspensão. Nós reconhecemos perdas por *impairment* no exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2015 de US$ 501 milhões no que diz respeito à unidade de fertilizantes UFN III, devido à utilização de uma maior taxa de desconto (refletindo um aumento do risco Brasil) e o atraso nas entradas de caixa futuro esperada em razão do adiamento do projeto e de US$ 190 milhões no que diz respeito à unidade de fertilizantes UFN V devido a nossa decisão de cancelar o projeto. Para mais informações, consultar Nota 14 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas. Nós reconhecemos anteriormente perdas de *impairment* no exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2014 de US$ 116 milhões com relação à unidade de fertilizante Araucária.

Energia Renovável

Temos investido individualmente e em parceria com outras empresas, em fontes de geração de energia renovável no Brasil, incluindo energia eólica. Atualmente dispomos de participações minoritárias em quatro usinas de energia eólica (Mangue Seco 1, 2, 3 e 4) e duas pequenas usinas hidroelétricas (Areia e Água Limpa), e temos 100% do capital de uma usina de energia eólica (Macau) e uma usina de energia solar (UFVAR). A capacidade de geração de energia que temos (com ou semparticipação 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 e dos leilões de energia de reserva de 2009.

Gás e Energia no Exterior

Também participamos no setor de gás e energia em outros países da América do Sul. Veja abaixo nossas atividades internacionais por região:

América do Sul

Realizamos atividades de gás e energia na Argentina, na Bolívia e no Uruguai.

- Na **Argentina**, por meio da Pesa, que possui quatro usinas de energia elétrica, Pichi Picún Leufú (hidrogeração), Genelba (ciclo combinado movido a gás), Genelba Plus (movida a gás) e EcoEnergia (Cogeração), e temos participação em outras duas usinas de energia elétrica, Central Termelétrica José de San Martín S.A. e Central Termelétrica Manuel Belgrano S.A. e também temos uma participação em uma empresa de transporte de gás natural chamada TGS (Transportadora Gas del Sur). Através da Petrobras International Braspetro B.V. - PIB BV (Holanda), temos participação na Mega Company, uma unidade de separação de gás natural.

- Na **Bolívia**, temos uma participação de 11% na GTB, proprietária da seção boliviana do gasoduto Bolívia-Brasil (BTB) que transporta 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.

- No **Uruguai**, participamos nas duas empresas que são responsáveis pela distribuição de gás natural através de gasodutos no país: (i) Distribuidora de Gás Montevideo S.A., uma empresa 100% controlada pela Petrobras, que fornece gás natural para a área de Montevidéu; e (ii) Conecta S.A., uma empresa na qual temos 55% do capital (os restantes 45% pertencem a ANCAP, empresa petrolífera estatal do Uruguai), que fornece gás natural para o resto do país.

Biocombustíveis

Principais Estatísticas de Biocombustíveis

	2015	2014	2013
		(US$ milhões)	
Biocombustível:			
Receitas de Vendas	229	266	388
Lucro (Prejuízo) antes dos impostos	(317)	(166)	(166)
Ativos imobilizados	91	205	222
Despesas de capital	43	112	143

O Brasil é líder global no uso e na produção de biocombustíveis. Em 2015, 88,6% dos veículos leves novos vendidos no Brasil tinham capacidade flexfuel, e os postos de serviços 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%.

Reconhecemos perdas com *impairment* para o exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2015 de US$185 milhões (incluindo US$139 milhões com provisão para perdas em investimentos) relativo ao nosso segmento de biocombustível, principalmente atribuível a um aumento na taxa de desconto líquido de impostos (refletindo um aumento do risco do Brasil) e o adiamento dos projetos de biocombustível por um período de tempo prolongado. Para mais informações consulte a Nota 14 de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas.

Biodiesel

Desde novembro de 2014, todo o combustível diesel vendido no Brasil é obrigado a ter, pelo menos, 7% de biodiesel. Em 2015, fornecemos 17,4% de biodiesel do Brasil (assumindo 100% da produção BSBIOS Sul Brasil), classificando nossa companhia como a principal fornecedora de biodiesel no 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 15,6 mbbl/d.

Etanol

Devido à nossa participação acionária na Guarani S.A. (Guarani), a quinta maior processadora de cana do Brasil, na Nova Fronteira Bioenergia S.A. (Nova Fronteira) e na 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. Em 5 de janeiro de 2016, aumentamos nossa participação na Guarani S.A. de 42,95% para 45,97%.

Através de nossas empresas associadas Bambuí Bioenergia, Nova Fronteira e Guarani, 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 2015/2016 totalizou 26,2 mmt de cana de açúcar, o que corresponde a uma produção de etanol e açúcar de 20,3 mbbl/d e 1,5 mmt respectivamente em comparação com 21,3 mbbl/d e 1,6 mmt respectivamente na safra de 2014/2015. Essas empresas associadas venderam 1,2 GWh de eletricidade excedente gerada durante a safra 2015/2016.

Corporativo

Principais Estatísticas Corporativas

	2015	2014	2013
		(US$ milhões)	
Corporativo:			
Lucro (prejuízo) antes de impostos	(14.961)	(8.047)	(8.141)
Ativos imobilizados	1,949	2,811	3,345
Despesas de capital e investimentos	302	452	555

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 2015, tínhamos 24 subsidiárias diretas e duas operações conjuntas diretas, conforme listado a seguir. Vinte e uma são entidades constituídas sob as leis do Brasil e três são constituídas no exterior. Temos também subsidiárias indiretas (incluindo a Petrobras Argentina S.A. e 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
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	Petrobras International Braspetro - PIB BV
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG	Braspetro Oil Services Company - Brasoil
Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG	
Petrobras Gás S.A. - Gaspetro	
Petrobras Biocombustível S.A. - PBIO	
Petrobras Logística de Gás - Logigás	
Liquigás Distribuidora S.A.	
Araucária Nitrogenados S.A.	
Termomacaé Ltda.	
Breitener Energética S.A.	
Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco - Citepe	
Termobahia S.A.	
Companhia Petroquímica de Pernambuco - PetroquímicaSuape	
Baixada Santista Energia S.A.	
Petrobras Comercializadora de Energia Ltda. - PBEN	
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	
Petrobras Negócios Eletrônicos S.A. - E-Petro	
Termomacaé Comercializadora de Energia Ltda	
5283 Participações Ltda.	
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 de biodiesel. A maioria destes ativos está localizada no Brasil. Possuímos e arrendamos nossas instalações e algumas próprias estão sujeitas a gravames, embora o valor dessas onerações 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 2015, os nossos ativos imobilizados incluíam US$ 19.158 milhões (US$ 28.164 milhões em 31 de dezembro de 2014) relativos ao Contrato de Cessão Onerosa (Consultar 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, à ANP, o que levou ao início do processo de revisão do Contrato de Cessão Onerosa. Atualmente, todas as áreas sujeitas ao Contrato de Cessão Onerosa (blocos de Franco, Florim, Nordeste de Tupi, Entorno de Iara, Sul de Guara e Sul de Tupi) estão sendo analisadas para fins de revisão dos termos do Contrato de Cessão Onerosa. Este processo inclui a preparação de relatórios por peritos independentes contratados por nós e pela ANP e está relacionado com discussões com o governo federal brasileiro. O processo de revisão, para todas as áreas do Contrato de Cessão Onerosa, está atualmente em curso e não há data formal ou oficial para a sua conclusão.

Nós também reconhecemos *impairment* de US$ 12.299 milhões em 2015 (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 internacional e atividades de transporte de petróleo e gás natural e seus respectivos produtos 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. Em 2 de janeiro de 2002, 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 reivindiquemos 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 2015, pagamos este imposto em 21 de nossos campos, ou seja, Albacora, Albacora Leste, Baleia Azul, Baleia Franca, Barracuda, Baúna, 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. A maioria de 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.

Em fevereiro de 2016, o Senado brasileiro aprovou um projeto de lei que propõe extinguir a exigência de que devemos necessariamente agir como operador exclusivo e ter uma participação mínima de 30% em áreas do pré-sal que não estão sob concessão e em áreas potencialmente estratégicas a serem oferecidas em futuras licitações públicas. Nesta fase, não há estimativa de quando e se este projeto de lei terá seus termos substancialmente alterados ou se esse projeto de lei será aprovado como lei pela Câmara dos Deputados e sancionado pela Presidência da República.

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, a PPSA 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 fluídos 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 foi 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 diversas 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. Simultaneamente, o governo federal tem criado e ajustado periodicamente os impostos aplicáveis ao petróleo, derivados de petróleo e de gás natural, que têm sido usados 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 sujeitas 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 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 descumprimento 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 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas incluídas neste relatório anual.

Em 2015, investimos US$ 1,1 bilhão em projetos ambientais, em comparação com cerca de US$ 1,4 bilhão em 2014 e US$ 1,5 bilhão em 2013. 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, modernização 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 2015 totalizaram um investimento de R$6,9 bilhões, ou US$2,07 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.

Em 2015, nossas emissões diminuíram 3,7% em relação a 2014, principalmente devido a maior recuperação de gás associado, redução do óleo combustível e da utilização de diesel em usinas termelétricas e redução das emissões nas operações de transporte. Estamos empenhados em reduzir a intensidade das emissões de gases de efeito estufa de nossos processos e produtos através de várias iniciativas, incluindo a redução da queima de gás, medidas de eficiência energética e melhorias operacionais.

A eliminação de acidentes fatais e o alcance dos níveis de desempenho comparável às melhores operadoras de petróleo e gás internacionais quando se refere à prevenção de lesões de nossos empregados e tercerizados são as duas principais metas estabelecidas por nossa gestão de segurança. Embora desenvolvamos programas de prevenção em todas as nossas unidades operacionais, registramos 16 mortes envolvendo nossos próprios empregados e funcionários de nossas contratadas em 2015 (comparado a 10 em 2014), principalmente atribuíveis a um acidente na FPSO Cidade de São Mateus em fevereiro de 2015, que causou nove mortes. Investigamos todos os acidentes registrados, a fim de identificar suas causas e, então, tomar as ações preventivas e corretivas que são regularmente monitoradas uma vez que são adotadas. Em casos de acidentes sérios, enviamos nossos alertas por toda a companhia para permitir que outras unidades operacionais avaliem a probabilidade de eventos similares ocorrerem em suas próprias operações.

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 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 km 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 adicionais treinados para realização de limpezas da linha costeira em curto prazo a partir 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 no exterior.

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, 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 2015, 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 2015 foi mantido abaixo de 0,5 m^3 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 m^3 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 2015, tivemos derramamentos de óleo totalizando 450,5 barris de petróleo, em comparação com 437,1 barris em 2014 e 1,176 barris de petróleo, em 2013.

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.

Além do Brasil, temos operações em 12 países 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 maio 2015, foi de US$ 79,8 milhões. Isso representou uma redução nominal de 12% em relação ao período de 18 meses anterior. O valor segurado de nossos ativos, no mesmo período, aumentou 13,6%, para US$ 182,5 bilhões. Desde 2001, nossa retenção de risco para riscos operacionais foi de US$ 25 milhões, enquanto que para riscos de engenharia poderá chegar a US$ 80 milhões em determinadas circunstâncias.

Informações Adicionais sobre Reservas e Produção

Durante 2015, nossa produção de petróleo e gás no Brasil atingiu uma média de 2.386 mboe/d, da qual 89% eram de petróleo e 11% de gás natural. A Bacia de Campos é uma das principais bacias marítimas e mais prolíficas de petróleo e gás do Brasil, com mais de 60 campos de hidrocarbonetos descobertos, oito campos grandes de petróleo e uma área total de aproximadamente 115.000 km^2 (28,4 milhões de acres). Em 2015, a Bacia de Campos produziu uma média de 1.488 mbbl/d de petróleo e 577 mmcf/d (15 mmm^3/d) de gás natural, que compreende 66% da nossa produção total do Brasil. Nós também realizamos operações limitadas de mineração de xisto betuminoso em São Mateus do Sul, na Bacia do Paraná no Brasil, e convertemos o querogênio (matéria orgânica sólida) desses depósitos em óleo sintético e gás. Essa operação é realizada em uma instalação integrada e seus produtos finais são o gás combustível, GLP, nafta de xisto e óleo combustível de xisto. Nossa unidade de

negócios não utiliza o método *fracking* ou o método de fraturamento hidráulico para a produção de petróleo, uma vez que eles não são apropriados no contexto de nossas operações. Além disso, nós não injetamos água ou produtos químicos no solo em nossas operações de mineração de xisto betuminoso a céu aberto. Nosso processo consiste de britagem, moagem e, posteriormente, no aquecimento de todo xisto a altas temperaturas (pirólise), e estabelecemos um processo de segregação adequada para os subprodutos derivados desse processo.

Em 31 de dezembro de 2015, nossas reservas provadas estimadas no Brasil totalizaram 10,2 bnbbl de barris de óleo equivalente, incluindo 8,6 bnbbl de barris de petróleo bruto, condensado e óleo sintético e 254,3 bnm^3 (9,6 tcf) de gás natural e gás sintético. Em 31 de dezembro de 2015, as nossas reservas nacionais provadas desenvolvidas de petróleo, condensado e óleo sintético representavam 50% do das nossas reservas nacionais provadas de petróleo bruto, condensado e de óleo sintético, e as nossas reservas provadas desenvolvidas de gás natural e gás sintético no mercado interno representaram 55,5% do total de nossas reservas nacionais provadas de gás natural e gás sintético.

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 geologia, engenharia e contabilidade 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 tem 27 anos de experiência no campo e trabalha na Petrobras há mais de 32 anos. A principal pessoa técnica responsável por supervisionar a preparar as nossas reservas internacionais tem 26 anos de experiência no campo e trabalha na Petrobras há 33 anos. As estimativas de reservas são aprovadas por nossa Diretoria Executiva, 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 95,2% das reservas líquidas provadas de petróleo, condensado e de gás natural em 31 de dezembro de 2015, 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 2015, 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 2015, 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 Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás" no início da página F-112. 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

Em 2015, nossas reservas provadas diminuíram 2.186 mmboe devido a revisões de estimativas anteriores, principalmente em razão da queda dos preços do petróleo durante o exercício fiscal de 2015, e diminuíram 22 mmboe devido às vendas de reservas provadas. Esta redução foi parcialmente compensada pela incorporação de 494 mmboe de reservas provadas das descobertas de novas acumulações e extensões no Brasil, especificamente nas Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo, e na Argentina, na Bacia de Neuquina, e a incorporação de 22 mmboe devido a uma melhor recuperação. O resultado líquido (excluindo a produção) foi uma diminuição de 1.692 mmboe em nossas reservas provadas em 2015. Considerando-se uma produção de 932 mmboe em 2015, a nossa redução líquida de reservas provadas foi 2,625 mmboe. Este volume de produção não leva em conta a produção de Testes de Longa Duração (TLDs) em blocos exploratórios no Brasil, e produção na Bolívia, uma vez que a Constituição boliviana proíbe a divulgação e registro de suas reservas.

No final do ano de 2015 em comparação com o final do ano de 2014, nossas reservas provadas não desenvolvidas no Brasil e Internacional aumentaram em um total líquido de 368,5 mmboe. Assim, tivemos um total de 5.141,6 mmboe de reservas provadas não desenvolvidas em 31 de dezembro, 2015, em comparação com 4.773,2 mmboe de reservas provadas não desenvolvidas em 31 de dezembro de 2014.

No Brasil, o aumento líquido em nossas reservas provadas não desenvolvidas em 2015 em comparação a 2014 é principalmente derivado de extensões e descobertas, no montante de 408,4 mmboe, principalmente nas áreas do pré-sal da Bacia de Santos. Além disso, nossas reservas domésticas provadas não desenvolvidas aumentaram 243,2 mmboe devido a revisões de estimativas anteriores, e aumentaram em 0,5 mmboe devido à melhor recuperação. Este aumento líquido foi parcialmente compensado pela conversão de algumas das nossas reservas provadas não desenvolvidas para reservas provadas desenvolvidas, principalmente atribuíveis à perfuração de poços em campos de produção já existentes, num total de 262,9 mmboe.

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 2015, investimos um total de US$ 16,8 bilhões em projetos de desenvolvimento, dos quais 92% (US$ 15,5 bilhões) foram investidos no Brasil, e convertemos um total de 296,5 mmboe de reservas provadas não desenvolvidas em reservas provadas desenvolvidas, aproximadamente 89% (262,9 mmboe) dos quais foram reservas no Brasil.

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 5.141,6 mmboe de reservas provadas não desenvolvidas no final do ano de 2015, no Brasil e Internacional, aproximadamente, 8,9% (455,9 mmboe), 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 455,9 mmboe de nossas reservas provadas não desenvolvidas que permaneceram não desenvolvidas por cinco anos ou mais consiste em reservas nas Bacias de Campos e Santos, 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 2015, 2014 e 2013:

Produção de Hidrocarboneto por Área Geográfica

	2015					2014					2013				
	Petróleo (mbbl/d) (4)	Petróleo Sintético (mbbl/d) (3)	Gás Natural (mmcf/d) (1)	Gás Sintético (mmcf/d) (1)(3)	Total (mboe/d)	Petróleo (mbbl/d) (4)	Petróleo Sintético (mbbl/d) (3)	Gás Natural (mmcf/d) (1)	Gás Sintético (mmcf/d) (1)(3)	Total (mboe/d)	Petróleo (mbbl/d) (4)	Petróleo Sintético (mbbl/d) (3)	Gás Natural (mmcf/d) (1)	Gás Sintético (mmcf/d) (1)(3)	Total (mboe/d)
Brasil *	2.125,5	2,8	1.542,7	0,9	2.386,5	2.031,5	2,9	1.499,4	1,0	2.284,4	1.928,7	2,7	1,404,9	0,9	2.165,7
Internacional:															
América do Sul (exceto Brasil)	38,6	–	474,9	–	117,8	57,3	–	545,9	–	148,3	70,9	–	532,0	–	159,6
América do Norte	30,6	–	67,2	–	41,8	27,3	–	12,8	–	29,5	11,8	–	12,1	–	13,9
África	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	26,4	–	0,0	–	26,4
Total Internacional	69,2	–	542,1	–	159,6	84,7	–	558,7	–	177,8	109,1	–	544,1	–	199,9
Total da produção consolidada	2.194,7	2,8	2.084,8	–	2.546,1	2.116,2	–	2.058,1	–	2.462,2	2.037,8	2,7	1.949	0,9	2.365,6
Investidas não-consolidadas:(2)				–											
América do Sul (exceto Brasil)	3,4	–	0,9	–	3,5	4,6	–	1,6	–	4,9	5,5	–	1,7	–	5,7
África	26,6	–		–	26,6	26,6	–	–	–	26,6	13,9	–	0,0	–	13,9
Produção mundial	2.224,7	2,8	2.085,7	0,9	2.576,2	2.147,4	2,9	2.059,7	1,0	2.493,7	2.057,2	2,7	1.950,7	0,9	2.385,2

* O campo Roncador não representa mais de 15% de nossas reservas totais provadas.

(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) Equivalência patrimonial.

(3) Produzimos petróleo sintético e gás sintético dos depósitos de xisto petrolífero em São Mateus do Sul, na Bacia do Paraná no Brasil.

(4) 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 2015.

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 sintético e gás sintético (mmboe)	Total de derivados de petróleo e de gás (mmboe)
Provadas desenvolvidos:							
Brasil	4.266,5	5.320,5	5.153,2	6,9	9,3	8,5	5.161,7
Internacional							
América do Sul (exceto Brasil)	39,7	366,3	100,8	–	–	–	100,8
América do Norte	53,6	122,5	74,0	–	–	–	74,0
Total Internacional	93,4	488,8	174,9	–	–	–	174,9
Reservas provadas desenvolvidos totais consolidadas	4.359,8	5.809,3	5.328,1	6,9	9,3	8,5	5.336,5
Investidas não-consolidadas							
América do Sul (exceto Brasil)	6,6	8,0	7,9	–	–	–	7,9
África	28,0	10,4	29,8	–	–	–	29,8
Reservas provadas desenvolvidos totais não consolidadas	34,7	18,4	37,7	–	–	–	37,7
Total de reservas desenvolvidas provadas	4.394,5	5.827,7	5.365,8	6,9	9,3	8,5	5.374,3
Provadas não desenvolvidas:							
Brasil	4.277,7	4.267,2	4.988,9	–	–	–	4.988,9
Internacional							
América do Sul (exceto Brasil)	12,5	314,2	64,9	–	–	–	64,9
América do Norte	37,0	16,0	39,7	–	–	–	39,7
Total Internacional	49,5	330,3	104,6	–	–	–	104,6
Reservas provadas não desenvolvidas totais consolidadas	4.327,2	4.597,5	5.093,4	–	–	–	5.093,4
Investidas não-consolidadas							
América do Sul (exceto Brasil)	7,9	8,9	9,4	–	–	–	9,4
África	37,8	6,2	38,8	–	–	–	38,8
Reservas provadas não desenvolvidas totais não consolidadas	45,7	15,1	48,2	–	–	–	48,2
Total de reservas provadas não desenvolvidas	4.372,9	4.612,6	5.141,6	–	–	–	5.141,6
Reservas totais provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	**8.767,4**	**10.440,3**	**10.507,4**	**6,9**	**9,3**	**8,5**	**10.515,9**

(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 2015, 2014 e 2013:

Total de reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (apenas empresas consolidadas) (1)

	Petróleo (mmbbl)	Gás natural (bncf)	Total de petróleo e gás natural (mmboe)	Petróleo sintético (mmbbl)	Gás sintético (bncf)	Total de petróleo sintético e gás sintético (mmboe)	Total de produtos de petróleo e gás (mmboe)
Informações da quantidade de reservas para o ano encerrado em 31/12/2015							
1 de janeiro de 2015	11.037,5	12.081,0	13.051,0	7,9	10,6	9,6	13.060,7
Revisões de estimativas anteriores	(1.990,8)	(1.178,3)	(2.187,2)	0,1	0,2	0,1	(2.187,1)
Recuperação melhorada	1,1	27,9	5,8	–	–	–	5,8
Compras de reservas provadas	–	–	–	–	–	–	–
Extensões e descobertas	411,9	492,2	494,0	–	–	–	494,0
Produção	(766,0)	(924,5)	(920,1)	(1,0)	(1,4)	(1,3)	(921,3)
Vendas de reservas provadas	(6,8)	(91,4)	(22,0)	–	–	–	(22,0)
31 de dezembro de 2015	8.687,0	10.406,8	10.421,5	6,9	9,3	8,5	10.430,0
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	–	–	–	2,3
Compras de reservas provadas	22,9	47,1	30,8	–	–	–	30,8
Extensões e descobertas	272,3	264,0	316,3	–	–	–	316,3
Produção	(732,9)	(911,8)	(884,8)	(1,1)	(1,4)	(1,3)	(886,1)
Vendas de reservas provadas	(104,5)	(351,9)	(163,1)	–	–	–	(163,1)
31 de dezembro de 2014	11.037,5	12.081,0	13.051,0	7,9	10,6	9,6	13.060,7
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 reservas provadas	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 reservas provadas	(109,2)	(53,5)	(118,1)	–	–	–	(118,1)
31 de dezembro de 2013	10.947,7	12.483,2	13.028,3	8,8	11,8	10,7	13.039,0

(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. 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 E&P BV 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 2015.

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

	Em 31 de dezembro de 2015							
	Petróleo		Gás natural		Petróleo sintético		Gás sintético	
Poços produtivos (bruto e líquido) :(1)	**Bruto**	**Líquido**	**Bruto**	**Líquido**	**Bruto**	**Líquido**	**Bruto**	**Líquido**
Subsidiárias consolidadas								
Brasil	7.877	7.863	212	208	–	–	–	–
Internacional					–	–	–	–
América do Sul (exceto Brasil)	2.145	1.594	317,0	233,5	–	–	–	–
América do Norte	15	6,77	7,0	3,72	–	–	–	–
Total internacional	2.160	1.600,77	324,0	237,22	–	–	–	–
Total consolidado	10.037	9.463,77	536	445,22	–	–	–	–
Investidas não-consolidadas								
América do Sul (exceto Brasil)	83	23	8,0	3,0	–	–	–	–
África	40	4,96	0	0	–	–	–	–
Total bruto e líquido de poços produtivos	10.160	9.491,73	544	448,22	–	–	–	–

	Em 31 de dezembro de 2015							
	Petróleo		Gás natural		Petróleo sintético		Gás sintético	
			(em hectares)					
Área bruta e líquida (em hectares) desenvolvida:	**Bruto**	**Líquido**	**Bruto**	**Líquido**	**Bruto**	**Líquido**	**Bruto**	**Líquido**
Brasil	4.596.389,1	4.268.729,3	351.066,0	329.136,6	1.346,0	1.346,0	–	–
Internacional							–	–
América do Sul (exceto Brasil)	505.826,9	317.991,5	616.221,6	265.871,6	–	–	–	–
América do Norte	16.866,2	11.958,8	7.438,4	3.123,0	–	–	–	–
Total internacional	522.693,2	329.950,3	623.660,0	268.994,6	–	–	–	–
Total consolidado	5.119.082,3	4.598.679,6	974.725,9	598.131,3	1.346,0	1.346,0	–	–
Investidas não-consolidadas:								
América do Sul (exceto Brasil)	228.856,0	56.106,0	19.740,6	6.441,1	–	–	–	–
África	416.989,9	33.069,2	–	–	–	–	–	–
Total não consolidado	645.845,8	89.175,2	19.740,6	6.441,1	–	–	–	–
Área bruta e líquida (em hectares) desenvolvida:	5.764.928,1	4.687.854,8	994.466,5	604.572,4	1.346,0	1.346,0	–	–

	Em 31 de dezembro de 2015							
	Petróleo		Gás natural		Petróleo sintético		Gás sintético	
			(em hectares)					
Área bruta e líquida (em hectares) não desenvolvidas:	**Bruto**	**Líquido**	**Bruto**	**Líquido**	**Bruto**	**Líquido**	**Bruto**	**Líquido**
Brasil	923.281,5	783.005,5	244.796,6	240.656,3	–	–	–	–
Internacional					–	–	–	–
América do Sul (fora do Brasil)	132.067,4	86.833,0	261.381,4	160.203,9	–	–	–	–
América do Norte	6.660,9	2.277,2	616,9	115,7	–	–	–	–
Total internacional	138.728,3	89.110,2	261.998,3	160.319,5	–	–	–	–
Total consolidado	1.062.009,9	872.115,7	506.794,9	400.975,8	–	–	–	–
Investidas não-consolidadas:								
América do Sul (exceto Brasil)	304.298,4	77.462,4	21.713,9	7.284,1	–	–	–	–
África	227.584,5	18.606,1	0,0	0,0	–	–	–	–
Total não consolidado	531.883,0	96.068,5	21.713,9	7.284,1	–	–	–	–
Total de área bruta e líquida (em hectares) não desenvolvida	1.593.892,8	968.184,2	528.508,8	408.259,9	–	–	–	–

(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

	2015	2014	2013
Poços de exploração produtivos líquidos perfurados:			
Subsidiárias consolidadas:			
Brasil	41,07	48,3	67,55
América do Sul (exceto Brasil)	3,7	4,7	3,5
América do Norte	0,1	0,4	–
África	–	–	–
Outros	–	–	–
Total de subsidiárias consolidadas	44,87	53,4	71,05
Investidas não-consolidadas:			
América do Sul (exceto Brasil)	–	–	–
África	–	–	–
Total de poços de exploração produtivos perfurados	44,87	53,4	71,05
Poços de exploração secos líquidos perfurados:			
Subsidiárias consolidadas:			
Brasil	14,85	19,15	16,75
América do Sul (exceto Brasil)	–	1,1	0,8
América do Norte	0,5	–	0,9
África	–	–	–
Outros	–	–	–
Total de subsidiárias consolidadas	15,35	20,25	18,45
Investidas não-consolidadas:			
América do Sul (exceto Brasil)	–	–	0,5
África	–	0,9	–
Total de poços de exploração secos perfurados	15,35	21,15	18,95
Número total de poços exploratórios líquidos perfurados	60,22	74,55	90,0
Poços de desenvolvimento produtivos líquidos perfurados:			
Subsidiárias consolidadas:			
Brasil	523,525	397,97	399,73
América do Sul (exceto Brasil)	70,9	41,8	57,7
América do Norte	0,66	–	2,5
África	–	–	–
Outros	–	–	–
Total de subsidiárias consolidadas	595,085	439,77	459,93
Investidas não-consolidadas:			
América do Sul (exceto Brasil)	0,7	0,4	1,5
África	0	0,7	0,6
Total de poços de desenvolvimento produtivos perfurados	595,785	440,87	462,03
Poços de desenvolvimento secos líquidos perfurados:			
Subsidiárias consolidadas:			
Brasil	3,0	12,65	6
América do Sul (exceto Brasil)	0,5	–	–
América do Norte	–	–	–
África	–	–	–
Outros	–	–	–
Total de subsidiárias consolidadas	3,5	12,65	6,0
Investidas não-consolidadas:			
América do Sul (exceto Brasil)	–	–	–
África	–	0,1	–
Total de poços de desenvolvimento secos perfurados	3,5	12,75	6,0
Número total de poços líquidos perfurados de desenvolvimento	599,285	453,62	468,03

A tabela a seguir resume o número de poços em perfuração em 31 de dezembro de 2015. Para mais informações sobre nossas atividades de exploração e produção em andamento no Brasil, veja "–Exploração e Produção – Atividades no Brasil". Nossas atividades atuais de exploração e produção exceto Brasil são descritas em "– Exploração e Produção – Atividades no Exterior". Além disso, veja a Nota 15 de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas para mais informações sobre os nossos custos de exploração capitalizados e a Informação Complementar sobre Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás (não auditada).

Número de poços em perfuração em 31 de dezembro de 2015

	Fim do ano de 2015	
	Bruto	**Líquido**
Perfuração de poços		
Subsidiárias consolidadas:		
Brasil	34	29,375
Internacional:		
América do Sul (exceto Brasil)	9	5,6
América do Norte	–	–
África	–	–
Outros	–	–
Total internacional	9	5,6
Produção total	43	34,975
Investidas não-consolidadas:		
América do Sul (exceto Brasil)	1	0,4
África	–	–
Total de poços em perfuração	44	35,375

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 (exceto Brasil)	América do Norte	África	Total	Investidas não-consolidadas(2)
			(US$)			
Durante 2015						
Preços médios de vendas						
Petróleo, por barril	42,16	65,96	45,31	–	42,60	51,77
Gás natural, por mil pés cúbicos(1)	6,04	3,97	2,75	–	5,77	–
Petróleo sintético, por barril	48,20	–	–	–	48,20	
Gás sintético, por mil pés cúbicos	5,68	–	–	–	5,68	–
Custos médios de produção, por barril – total	12,97	8,80	3,16	–	12,61	32,16
Durante 2014						
Preços médios de vendas						
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						
Preços médios de vendas						
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

(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 Africa-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 contábeis a partir de e para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013 foram preparadas de acordo com as normas IFRS emitidas pelo IASB. Para obter mais informações, consulte "Apresentação Das Informações Financeiras e Outras Informações" e Notas 2, 4 e 5 de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas.

Você deve ler a seguinte discussão sobre nossa situação financeira e os resultados das operações em conjunto com nossas demonstrações contábeis 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 de 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);

- flutuações nas taxas de câmbio do real em comparação ao dólar norte-americano e outras moedas, conforme estabelecido na Nota 33.2 (c) de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas;

- 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 *impairment*; 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 aos preços e volumes do petróleo, derivados de petróleo, gás natural e biocombustíveis que vendemos e a relação entre esses preços e os preços internacionais. Nossas vendas líquidas consolidadas em 2015 totalizaram 1.402.739 mboe, representando US$ 97.314 milhões em receitas de vendas, comparado com 1.447.912 mboe, representando US$ 143.657 milhões em receitas de vendas, em 2014, e 1.384.616 mboe, representando US$ 141.462 milhões em receitas de vendas, em 2013.

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$ 52,46 por barril em 2015, US$ 98,99 por barril em 2014 e US$ 108.66 por barril em 2013. Em dezembro de 2015, os preços médios do petróleo Brent foram US$ 37,91 por barril. Apesar da forte desvalorização do real ao longo de 2015, o preço médio do petróleo Brent, quando expresso em reais, também caiu para R$ 172,65 por barril durante 2015 e de R$ 231,30 por barril durante 2014.

Em 2013, anunciamos aumentos de preços de venda na refinaria, totalizando 10,9% para a gasolina e 19,6% para o diesel em relação aos preços de 31 de dezembro de 2012. Em novembro de 2014, anunciamos novos aumentos de preços de venda na refinaria totalizando 3% para a gasolina e 5% para o diesel em relação aos preços de 31 de dezembro de 2013 e em setembro de 2015, anunciamos novos aumentos de preços de venda na refinaria, totalizando 6% para a gasolina e 4% para o diesel em relação a 31 de Dezembro de 2014.

Durante 2015, 78% de nossas receitas de vendas foram provenientes de vendas de derivados de petróleo, gás natural e outros produtos no Brasil, em comparação com 77,7% em 2014 e 75,3% em 2013.

	Para o Exercício Encerrado em 31 de dezembro de								
	2015			2014			2013		
	Volume	Preço Líquido Médio	Receitas de Vendas	Volume	Preço Médio Líquido	Receitas de Vendas	Volume	Preço Médio Líquido	Receitas de Vendas
	(mbbl, exceto quando indicado de outra forma)	(US$)(1)	(US$ milhões)	(mbbl, exceto quando indicado de outra forma)	(US$)(1)	(US$ milhões)	(mbbl, exceto quando indicado de outra forma)	(US$)(1)	(US$ milhões)
Diesel	336.723	90,70	30.532	365.510	116,50	42.586	359.266	115,30	41.435
Gasolina Automotiva	201.821	80,90	16.320	226.230	104.80	23.702	215.419	109,00	23.470
Óleo combustível (inclusive combustível para navios)	37.880	60,60	2.297	43.494	127,90	5.562	35.588	156,00	5.553
Nafta	48.404	53,60	2.594	59.443	62,70	3.729	62.520	63,30	3.960
GLP	84.592	34,10	2.881	85.723	65,60	5.622	84.281	69,80	5.885
Combustível de aviação	40.187	82,70	3.325	40.285	*108,20*	4.357	38.751	89,40	3.464
Outros derivados de petróleo	65.202	53,20	3.468	76.567	75,40	5.771	74.068	77,80	5.760
Subtotal derivados de petróleo	**814.809**	**75,40**	**61.417**	**897.252**	**101,80**	**91.329**	**869.893**	**102,90**	**89.527**
Gás natural (boe)	157.815	37,30	5.894	162.633	49,40	8.035	149.277	49,40	7.376
Etanol. produtos de nitrogênio. renováveis e outros produtos não derivados de petróleo	45.063	85,80	3.868	36.181	106,70	3.862	33.346	146,00	4.868
Eletricidade. serviços e outros	–	–	4.850	–	–	8.384	–	–	4.693
Total mercado interno	**1.017.687**	–	**76.029**	**1.096.066**	–	**111.610**	**1.052.516**	–	**106.464**
Exportações	186.060	52,10	9.692	143.423	97,10	13.930	144.111	105,30	15.172
Vendas internacionais	198.992	58,30	11.593	208.423	86,90	18.117	187.989	105,50	19.826
Total mercado internacional	**385.052**	–	**21.285**	**351.846**	–	**32.047**	**332.100**	–	**34.998**
Receitas consolidadas de vendas	**1.402.739**	–	**97.314**	**1.447.912**	–	**143.657**	**1.384.616**	–	**141.462**

(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, 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 de vendas.

Além disso, também 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. Em 2015, reconhecemos despesas tributárias de renda adicionais, como o resultado das recém-promulgadas regulações tributárias brasileiras, impondo impostos de renda sobre a renda gerada por nossas subsidiárias estrangeiras.

Inflação e Variação Cambial

Inflação

Desde a introdução do real como moeda brasileira em julho de 1994, exceto em 2015, a inflação no Brasil tem permanecido relativamente estável. A inflação foi de 10,67% in 2015, 6,41% em 2014 e 5,91% em 2013, 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 ter um efeito material adverso sobre nossa companhia".

Variação Cambial

Nossa principal moeda funcional é o real brasileiro, que é a moeda funcional da Petrobras e suas subsidiárias brasileiras e nossa moeda de apresentação é o dólar norte-americano. Portanto, mantemos nossos relatórios financeiros em reais, e convertemos nossas demonstrações contábeis 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 2015, o real se desvalorizou 42% em relação ao dólar, em comparação com a depreciação de 9,1% em 2014, 10,4% em 2013 e 16,7% em 2012. Até 22de abril de 2016, o real se recuperou, com valorização de 8,2% em relação a 31 de dezembro de 2015.

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 a nossa 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 aumenta a nossa 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 da moeda de apresentação 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 contábeis 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 partes 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 "–Políticas Contábeis Críticas e Estimativas – Contabilidade de hedge de fluxo de caixa de exportação" e Notas 4.3.6 e 33.2 (a) de nossas demonstrações contábeis 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:

	2015	2014	2013
Produção de Petróleo e GNL (mbbl/d):			
Brasil	2.128	2.034	1.931
Internacional	69	85	109
Produção Internacional Não Consolidada(1)	30	31	19
Total petróleo e Produção de GNL	**2.227**	**2.150**	**2.059**
Variação no petróleo e Produção de GNL	3,6%	4,4%	(3,2)%
Preço médio de venda para o petróleo (US$/barril):			
Brasil	42,16	87,84	98,19
Internacional	55,99	82,93	89,86
Produção de gás natural (mmcf/d)(2):			
Brasil	2.814	2.556	2.334
Internacional	546	558	546
Total produção de gás natural	**3.360**	**3.114**	**2.880**
Variação na produção de gás natural (vendido apenas)	7,9%	8,1%	1,7%
Preço médio de venda de gás natural (US$/mcf)(2):			
Brasil	6,04	7,99	7,95
Internacional	3,77	3,53	3,51
Taxa de câmbio no final do ano (*reais*/US$)	3,90	2,66	2,34
Valorização (desvalorização) durante o ano (3)	(47,0)%	(13,4)%	(14,8)%
Taxa média do câmbio do ano (*reais*/US$)	3,3	2,35	2,16
Valorização (desvalorização) during the ano(4)	(41,5)%	(9,1)%	(10,4)%
Taxa de inflação (IPCA)	10,67%	6,41%	5,91%

(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 real se enfraquece em relação ao dólar americano, como aconteceu em 2015, 2014 e 2013 (com uma depreciação de 41,5%, 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 2015 e em 2014, e entre os nossos resultados operacionais em 2014 e 2013, é afetada pela desvalorização do real frente ao dólar norte-americano durante esse período. Veja a Nota 2 de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas Para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2015 para obter mais informações sobre a conversão dos valores em reais para dólares norte-americanos.

Resultados das Operações - 2015 em comparação a 2014

Receitas de vendas

As receitas de vendas diminuíram 32%, de US$ 143.657 milhões em 2014 para US$ 97.314 milhões em 2015, impulsionadas principalmente por:

- Diminuição da demanda interna de derivados de petróleo (9%), refletindo menor atividade econômica no Brasil;
- Preços mais baixo do petróleo e dos derivados de petróleo exportados;
- Diminuição dos preços no mercado doméstico da nafta, querosene de aviação e óleo combustível; e

- Efeitos de conversão cambial (desvalorização do real em relação ao dólar norte-americano) que reduziu nossas receitas de vendas quando expressas em dólares americanos. Excluindo estes efeitos, as receitas de vendas diminuíram 5% quando expressas em reais.

Estes efeitos foram parcialmente compensados pelos preços do diesel e da gasolina, após aumentos de preços em novembro de 2014 e setembro de 2015, bem como pelos maiores volumes de exportação de petróleo (55%) atribuíveis a um aumento na produção de petróleo bruto doméstico (5%) e a uma diminuição da carga processada por nossas refinarias domésticas (6%).

Custo de Vendas

O Custo de Vendas diminuiu 38%, de US$ 109.477 milhões em 2014 para US$ 67.485 milhões em 2015, principalmente devido a:

- Menores custos unitários de importação de petróleo bruto e de derivados de petróleo, bem como impostos de produção mais baixos;

- Diminuição das importações de petróleo bruto no processamento de matéria-prima e uma menor participação das importações de derivados de petróleo no *mix* de vendas, como resultado da menor demanda domestica por derivados de petróleo;

- Efeitos de conversão cambial (desvalorização do real em relação ao dólar norte-americano), que reduziu o custo de vendas quando expresso em dólares americanos. Excluindo estes efeitos, o custo de vendas diminuiu 13% quando expresso em reais.

Estes efeitos foram parcialmente compensados por um aumento nas despesas de depreciação.

Despesas com Vendas

As despesas com vendas diminuíram 32%, de US$ 6.827 milhões em 2014 para US$ 4.627 milhões em 2015, principalmente devido aos efeitos de conversão cambial (desvalorização do real em relação ao dólar norte-americano), que reduziu as despesas de vendas quando expressas em dólares americanos. Excluindo esses efeitos, as despesas com vendas permaneceram relativamente estáveis quando expressas em reais.

Despesas Gerais e Administrativas

As despesas gerais e administrativas diminuíram 30%, de US$ 4.756 milhões em 2014 para US$ 3.351 milhões em 2015, principalmente devido aos efeitos de conversão cambial (desvalorização do real em relação ao dólar norte-americano). Excluindo esses efeitos, as despesas gerais e administrativas permaneceram relativamente estáveis quando expressas em reais. Veja Item 6 "- Conselheiros, Alta Administração e Empregados - Empregados e Relações Trabalhistas".

Custos de Exploração

Os custos de exploração diminuíram 38%, de US$ 3.058 milhões em 2014 para US$ 1.911 milhões em 2015, principalmente devido a menores despesas em atividades geológicas e geofísicas e aos efeitos de conversão cambial da moeda estrangeira (depreciação do real em relação ao dólar norte-americano). A composição de nossos custos de exploração por natureza está definida na Nota 15 de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas.

Despesas com Pesquisa e Desenvolvimento

As despesas com pesquisa e desenvolvimento diminuíram 43%, de US$ 1.099 milhões em 2014 para US$ 630 milhões em 2015, impulsionadas pela diminuição na receita bruta de campos de petróleo de alta

produtividade no Brasil, uma vez que a ANP exige o investimento de pelo menos 1% das nossas receitas brutas provenientes desses campos em projetos de pesquisa e desenvolvimento, e também um resultado dos efeitos de conversão cambial (desvalorização do real em relação ao dólar norte-americano). Consulte o Item 5. "Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras - Pesquisa e Desenvolvimento" para obter mais detalhes sobre nossas atividades de pesquisa e desenvolvimento.

Outros impostos

Outros impostos aumentaram em 268% em 2015 (US$ 2.796 milhões) em relação a 2014 (US$ 760 milhões), devido principalmente a maiores despesas tributárias atribuíveis a nossa decisão de se beneficiar da Anistia Fiscal Federal e do Programa de Recuperação Fiscal e dos programas estaduais de anistia fiscal (US$ 2.036 milhões). Veja a Nota 21 de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas.

Redução ao valor recuperável dos ativos

Nós reconhecemos *impairment* de US$ 12.299 milhões em 2015, principalmente devido a:

- declínio nos preços internacionais de petróleo bruto;
- redução nas estimativas de reservas provadas e prováveis;
- adiamento de certos projetos, como resultado da revisão para baixo de nossa projeção de investimentos;
- revisão das características geológicas do reservatório do campo de Papa-Terra; e
- taxas de desconto mais elevadas utilizadas para medir o valor em uso de nossos ativos e Unidades Geradoras de Caixa (UGCs) impulsionadas por um aumento no prêmio de risco Brasil.

As perdas por *impairment* foram relacionadas principalmente aos campos de produção no Brasil e no exterior de petróleo bruto e gás natural (US$ 9.290 milhões) e com a refinaria do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro - Comperj (US$ 1.352 milhões).

As perdas por *impairment* em 2015 foram 27% menores quando comparadas a 2014, devido aos efeitos de conversão cambial (desvalorização do real em relação ao dólar norte-americano). Excluindo estes efeitos, quando expresso em reais, as perdas por *impairment* aumentaram 7% quando comparadas com as perdas por *impairment* reconhecidas em 2014 que estavam relacionadas, principalmente, às refinarias domésticas, os campos de produção domésticos e internacionais de petróleo bruto e gás natural e ativos petroquímicos. Consulte as Notas 4.10, 5.2 e 14 de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas para obter mais informações sobre Redução ao valor recuperável de nossos ativos.

Baixas de Pagamentos Indevidos Incorretamente Capitalizados

Em 2014, realizamos a baixa de US$ 2.527 milhões em custos capitalizados que representaram os valores capitalizados incorretamente na aquisição de ativos imobilizados em anos anteriores resultantes de um regime de pagamento descoberto pelo Procurador Geral da República, em conexão com a investigação Lava Jato. Ao longo de 2015 nós monitoramos de perto o progresso da investigação e não há novos fatos descobertos que poderiam afetar materialmente as nossas baixas previamente registradas ou, alteraradas a metodologia adotada em relação às baixas. Consulte Nota 3 das nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas de 2015 para obter mais informações sobre a investigação Lava Jato.

Outras Despesas, Líquidas

Outras despesas líquidas permaneceram relativamente estáveis em 2015 (US$ 5.345 milhões) em relação a 2014 (US$ 5.293 milhões). Excluindo os efeitos da conversão cambial (a depreciação do real em relação ao dólar norte-americano), outras despesas líquidas aumentaram 53%, principalmente devido a (i) maiores despesas com processos judiciais, principalmente relacionadas a processos tributários e trabalhistas e (ii) maiores despesas em conexão com os benefícios de pensão e médicos, como um resultado de um aumento de nosso passivo atuarial líquido para o exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2014, atribuível à revisão de valor atuarial de nossos benefícios de pensão e médicos, e o uso de uma taxa menor de desconto.

Receitas Financeiras Líquidas (Despesas)

A despesa financeira líquida foi de US$ 8.441 milhões em 2015, um aumento de US$ 6.806 milhões em relação a 2014 (US$ 1.635 milhões), decorrente de:

- Maiores despesas com juros (US$ 2.514 milhões) atribuíveis a: (i) aumento da nossa dívida líquida (US$ 124 milhões); (ii) uma diminuição no nível dos custos de empréstimos capitalizados devido a um menor saldo dos ativos em construção, refletindo projetos relevantes concluídos durante 2014, bem como amortizações de ativos e perdas por *impairment* reconhecidas no ano fiscal encerrado em Dezembro de 2014 (US$ 1.827 milhões); e (iii) despesas de juros (US$ 768 milhões) relativas à despesa de imposto atribuível à nossa decisão de adotar a Anistia Fiscal e o Programa de Recuperação Fiscal;

- Perdas cambiais causadas pelo impacto de uma depreciação de 47% do real frente ao dólar norte-americano em 2015 sobre a dívida líquida (em comparação com uma depreciação de 13,4% em 2014), parcialmente compensada pela aplicação de nossa contabilidade de hedge de fluxo de caixa; e

- Perdas cambiais causadas pelo impacto de uma depreciação de 31,7% do real em relação ao euro em nossa dívida líquida (em comparação com uma depreciação de 0,02% em 2014).

Imposto de renda

Nós reportamos um prejuízo no ano fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2015 e, consequentemente, reconhecemos prejuízos fiscais a compensar para o período. A taxa efetiva de imposto com base nos resultados expressos em dólares dos EUA diminuiu para 11,7% em 2015 de 15,0% em 2014. Excluindo o impacto da conversão de moeda estrangeira (desvalorização do real em relação ao dólar norte-americano), a taxa efetiva de imposto quando expressa em reais manteve-se relativamente estável em 2015 (14,7%), quando comparada a 2014 (15,1%). Em 2015, os principais itens de reconciliação entre as taxas de imposto sobre as sociedades legais e nossa alíquota efetiva referem-se a (i) impostos de renda adicionais sobre a renda de nossas subsidiárias estrangeiras atribuídos aos termos aditivos às leis tributárias do Brasil; (ii) renda não tributável (despesas dedutíveis) principalmente relacionada aos resultados nos investimentos por equivalência patrimonial e nossas despesas de responsabilidades atuariais sobre o plano de saúde e (iii) prejuízos fiscais (prejuízos fiscais não reconhecidos) de acordo com uma não-expectativa de lucros tributáveis futuros para determinadas subsidiárias. Consulte Nota 21.7 de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas de 2015 para obter a reconciliação das alíquotas legais e nossas despesas fiscais.

Lucro (Prejuízo) por Segmento de Negócio

Nós medimos o desempenho no nível do segmento de negócio com base no lucro líquido. O que se segue é uma discussão sobre o lucro líquido (prejuízo) dos nossos cinco segmentos de negócio em 2015, em comparação a 2014. No quarto trimestre de 2015, alteramos nossos segmentos de negócio, para refletir a realocação das atividades internacionais, nos segmentos de negócio com as respectivas atividades subjacentes, reduzindo assim nossos segmentos de negócio reportáveis de seis para cinco. Para fins comparativos, os resultados do segmento de

negócio no ano fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2014 são apresentados com base nesta nova estrutura do segmento de negócio.

Para mais informações sobre os segmentos de negócio consulte o Item 4 “Informações sobre a companhia” e as Notas 4.2 e 29 das nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas

	Para o Exercício Encerrado em 31 de dezembro de		
	2015(1)	2014(1)	Variação Percentual
		(US$ milhões)	
Exploração e Produção	(2.480)	14.151	(118)%
Refino, Transporte e Comercialização	5.727	(15.761)	(136)%
Gás e Energia	237	(347)	(168)%
Biocombustível	(276)	(127)	117%
Distribuição	(142)	565	(125)%
Corporativo (2)	(11.816)	(6.292)	88%
Eliminações	300	444	(32)%
Lucro Líquido	(8.450)	(7.367)	15%

(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 prejuízo em nosso segmento de Exploração e Produção foi de US$ 2.480 milhões em 2015 comparado a um lucro líquido de US$ 14.151 milhões em 2014. Este prejuízo foi, principalmente, atribuível aos preços mais baixos de venda/transferência do petróleo bruto, refletindo o recente declínio dos preços do petróleo internacional e ao *impairment* de campos de produção domésticos e internacionais de petróleo bruto e gás natural (US$ 9.290 milhões). Para mais informações sobre perdas com *impairment,* consulte Nota 14 das nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas de 2015. Estes efeitos foram parcialmente compensados por um aumento de 4% na produção de petróleo e LGN e pela valorização do dólar norte-americano em relação ao real.

Consulte o Item 4. "Informações sobre a companhia - Informações Adicionais sobre Reservas e Produção - Variações nas Reservas Provadas" para mais informações sobre as mudanças em nossas reservas provadas.

Refino, Transporte e Comercialização

O lucro líquido em nosso segmento de Refino, Transporte e Comercialização (RT&C) foi de US$ 5.727 milhões em 2015, em comparação com US$ 15.761 milhões de prejuízo em 2014, devido a: (i) redução nos custos compra/transferência do petróleo bruto devido aos preços internacionais mais baixos de petróleo bruto; (ii) participação menor nas importações de petróleo sobre o nosso processamento de matéria-prima e importação de derivados em nosso *mix* de vendas; e (iii) maiores preços do diesel e da gasolina, refletindo aumentos de preços em novembro de 2014 e, em setembro de 2015.

Estes efeitos foram parcialmente compensados principalmente pela diminuição da demanda doméstica de derivados de petróleo, em consequência de menor atividade econômica no Brasil, os *impairment* reconhecidos nos ativos de refino no Comperj (US$ 1.352 milhões) e também pelos efeitos da conversão de moeda estrangeira (depreciação do real em relação ao dólar norte-americano).

O melhor resultado em nosso segmento de RT&C também reflete (i) despesas não recorrentes reconhecidas em 2014 (tal como as baixas de pagamentos indevidos incorretamente capitalizados (US$ 1.403 milhões) e a baixa de custos capitalizados nas refinarias Premium I e Premium II (US$ 1.236 milhões)), bem como (ii) menor reconhecimento de *impairment* em 2015 (US$ 1.664 milhões) em relação a 2014 (US$ 12.912 milhões).

Gás e Energia

O lucro líquido foi de US$ 237 milhões em 2015 comparado a uma perda em 2014 de US$ 347 milhões, atribuível à (i) menores custos de aquisição de importação de gás natural (LGN e gás boliviano); (ii) aumento nas margens de comercialização de gás natural, resultante de maiores preços médios de gás natural; e (iii) menor *impairment* de contas a receber de empresas do setor elétrico isolado na região Norte do Brasil. (Consulte Nota 8.4 das nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas de 2015).

Estes efeitos foram parcialmente compensados por uma diminuição dos preços de energia no mercado à vista, as perdas por *impairment* reconhecidos nas Plantas de Fertilizantes Nitrogenados III e V (Consulte Nota 14 das nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas), maiores despesas tributárias relacionadas ao Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços sobre o gás natural, devido à nossa decisão de adotar programas de anistia fiscal do Estado (Consulte Nota 21.3 das nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas de 2015) e, efeitos de conversão de moeda estrangeira (depreciação do real em relação ao dólar norte-americano).

Biocombustível

O prejuízo no segmento de biocombustíveis aumentou 117%, de US$ 127 milhões em 2014 para US$ 276 milhões em 2015, impulsionado pelo *impairment* em investimentos em etanol e biodiesel (US$ 139 milhões) e aos encargos de *impairment* em usinas de biodiesel, em consequência do agravamento das condições do mercado e da taxa de desconto mais elevada devido ao aumento do prêmio de risco Brasil (US$ 46 milhões). Consulte Nota 14 das nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas para obter mais informações sobre o nosso *impairment*.

Estes efeitos foram parcialmente compensados pelos efeitos de conversão da moeda estrangeira (depreciação do real em relação ao dólar norte-americano).

Distribuição

O prejuízo foi de US$ 142 milhões em 2015 comparado a um lucro líquido de US$ 565 milhões em 2014, principalmente devido aos efeitos de conversão da moeda estrangeira (depreciação do real em relação ao dólar norte-americano), menores volumes de vendas no mercado interno (7%), aumento das perdas com contas a receber de empresas que atuam no setor elétrico isolado na região Norte do Brasil (Consulte Nota 8.4 das nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas de 2014) e *impairment* dos ativos.

Resultados das Operações - 2014 em comparação a 2013

Receita de Vendas

As receitas de vendas aumentaram 2%, de US$ 141.462 milhões em 2013 para US$ 143.657 milhões em 2014, 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 norte-americano. Excluindo esses efeitos, as receitas de vendas aumentaram 11% quando expressas em reais.

Custo de Vendas

O custo de vendas aumentou em 1%, de US$ 108.834 milhões em 2013 para US$ 109.477 milhões em 2014, 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 em moeda estrangeira (valorização do dólar norte-americano frente ao real), o custo de vendas aumentou 9% quando expresso em reais.

Despesas com Vendas

As despesas com vendas aumentaram 39%, de US$ 4.904 milhões em 2013 para US$ 6.827 milhões em 2014, 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 contábeis consolidadas auditadas para o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2014.

Despesas Gerais e Administrativas

As despesas gerais e administrativas diminuíram 5%, de US$ 4.982 milhões em 2013 para US$ 4.756 milhões em 2014, , principalmente devido aos efeitos da conversão em moeda estrangeira. 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%, de US$ 2.959 milhões em 2013 para US$ 3.058 milhões em 2014, principalmente devido a um aumento nas baixas de poços secos ou subcomerciais. A repartição dos custos de exploração por natureza é definida na Nota 15 das nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas.

Despesas com Pesquisa e Desenvolvimento

As despesas com pesquisa e desenvolvimento diminuíram 3%, de US$ 1.132 milhões em 2013 para US$ 1.099 milhões em 2014, principalmente devido aos efeitos da conversão em moeda estrangeira. 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 investimentos de 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 - Pesquisa e Desenvolvimento" 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;

- Campos domésticos e internacionais de 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 contábeis consolidadas auditadas para obter mais informações sobre o *impairment* desses ativos.

Baixas de Pagamentos Indevidos Incorretamente Capitalizados

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 imobilizaddos em exercícios anteriores, resultantes de um esquema ilegal de pagamentos descoberto pelo Procurador Geral do Brasil, em conexão com a investigação Lava Jato. Veja a Nota 3 de nossas demonstrações contábeis 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 contábeis.

Outras Despesas, Líquidas

Outras despesas líquidas aumentaram 376%, de US$ 1.113 milhões em 2013 para US$ 5.293 milhões em 2014. 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 contábeis consolidadas auditadas para o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2014;

- O impacto do nosso Plano de Incentivo de Demissão Voluntária - PIDV (US$ 1.035 milhões). Veja a Nota 22.8 de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas para o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2014.;

- 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.

Receitas Financeiras Líquidas (Despesas)

A 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 contábeis 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, 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, consequentemente, reconhecidos prejuízos fiscais a compensar para esse período. A taxa efetiva de imposto, com base nos resultados expressos em dólar norte-americano, diminuiu para 15,0% em 2014 de 19,2% em 2013. Excluindo o impacto da conversão de moeda estrangeira (desvalorização do real em relação ao dólar norte-americano), a taxa efetiva de imposto quando expressa em reais diminuiu para 15,1% em 2014 de 18,3% em 2013. Em 2014, os principais itens de reconciliação entre as taxas de imposto sobre as sociedades legais e nossa alíquota efetiva referem-se a (i) prejuízos fiscais (prejuízo fiscal não reconhecido) de acordo com uma não-expectativa de lucros tributáveis futuros para determinadas subsidiárias; (ii) baixa de pagamentos indevidos incorretamente capitalizados e (iii) diferentes taxas de imposto de competência aplicáveis às nossas subsidiárias estrangeiras. Veja a Nota 21.7 de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas para uma reconciliação das alíquotas legais e nossa despesa de imposto.

Lucro Líquido (Prejuízo) por Segmento de Negócio

Nós medimos o desempenho no nível do segmento de negócio com base no lucro líquido. O que se segue é uma discussão sobre o lucro líquido dos nossos cinco segmentos de negócio em 2014, em comparação a 2013. No quarto trimestre de 2015, alteramos nossos segmentos de negócio, para refletir a realocação das atividades

internacionais, nos segmentos de negócio em que as atividades subjacentes correspondem, reduzindo assim nossos segmentos de negócio reportáveis de seis para cinco. Para fins comparativos, os resultados do segmento de negócio nos exercícios fiscais encerrados em 31 de dezembro de 2014 e 2013 são apresentados com base nesta nova estrutura de segmento de negócio. Consulte o Item 4. "Informações sobre a companhia" e Notas 4.2 e 29 das nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas para obter mais informações sobre os nossos segmentos de negócio.

	Para o Exercício Encerrado em 31 de dezembro de		
	2014(1)	2013(1)	Variação Percentual
		(US$ milhões)	
Exploração e Produção	14,151	21,009	(33)%
Refino, Transporte e Comercialização	(15,761)	(8,157)	93%
Gás e Energia	(347)	678	(151)%
Biocombustível	(127)	(115)	10%
Distribuição	565	931	(39)%
Corporativo (2)	(6,292)	(3,198)	97%
Eliminações	444	(54)	(922)%
Lucro Líquido	(7,367)	11,094	(166)%

(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 do nosso segmento de Exploração e Produção diminuiu 33%, para US$ 14.151 milhões em 2014, em comparação com US$ 21.009 milhões em 2013, principalmente, devido aos (i) encargos por *impairment* reconhecidos em 2014 (US$ 3.800 milhões - Consulte Nota 14 das nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas para o ano fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2014); (ii) baixas de pagamentos indevidos incorretamente capitalizados (US$ 806 milhões - Consulte Nota 3 das nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2014); (iii) o impacto do nosso plano de incentivo de demissão voluntária (PIDV) (US$ 416 milhões); (iv) custos de desmantelamento mais elevados em 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, afretamento de plataforma de petróleo, materiais e aumento dos custos de remuneração dos empregados.

Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento do petróleo bruto e LGN (5%) e, quando comparado a 2013, pelo fato de que, em 2013, reconhecemos um ganho na alienação do projeto *offshore* de Parque das Conchas (BC-10).

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

Consulte o Item 4. "Informações sobre a companhia - Informações Adicionais sobre Reservas e Produção - Alterações nas Reservas Provadas" para obter informações sobre as mudanças em nossas reservas provadas.

Refino, Transporte e Comercialização

Os prejuízos em nosso segmento de Refino, Transporte e Comercialização aumentaram em 93% para US$ 15.761 milhões em 2014, em comparação com US$ 8.157 milhões em 2013, em consequência de: (i) *impairment* reconhecido em 2014 (US$ 12.912 milhões - Consulte Nota 14 de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas para o exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2014); (ii) baixas de pagamentos indevidos incorretamente capitalizados (US$ 1.403 milhão - Consulte Nota 3 de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas para o ano fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2014); (iii) baixa dos custos capitalizados nas refinarias Premium I e Premium II (US$ 1.236 milhão - Consulte Nota 12.4 de nossas

demonstrações contábeis consolidadas auditadas para o ano fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2014); e (iv) o impacto do nosso plano de incentivo a demissão voluntária (PIDV). Esses efeitos foram parcialmente compensados por preços médios de venda maiores dos derivados de petróleo, atribuíveis ao aumento 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 apurou um prejuízo de US$ 347 milhões em 2014 comparado a um lucro líquido de US$ 678 milhões em 2013, resultante de:

- Maiores custos 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 referentes a vários aspectos da GSA. Consulte a Nota 31 de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas para o ano fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2014 para maiores detalhes;

- Uma provisão para *impairment* de contas a receber de empresas que atuam no setor elétrico isolado na região Norte do Brasil (Consulte Nota 8.4 de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas para o ano fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2014);

- Baixas de pagamentos indevidos capitalizadas incorretamente; e

- O impacto do nosso plano de incentivo a demissão voluntária (PIDV).

Estes efeitos foram parcialmente compensados pelos preços médios mais elevados de energia no mercado spot, como resultado de menores níveis nos 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

Os prejuízos no segmento de biocombustíveis aumentaram 10% para US$ 127 milhões em 2014 em comparação com US$ 115 milhões em 2013, principalmente, devido à maior participação nas perdas de investimentos em biodiesel e ao 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 baixas de estoque a valor líquido de realização (valor de mercado).

Distribuição

O lucro líquido do nosso segmento de Distribuição diminuiu 39%, para US$ 565 milhões em 2014 em comparação com US$ 931 milhões em 2013, devido, principalmente, ao aumento de despesas de vendas atribuíveis a uma provisão para *impairment* de contas a receber de empresas que atuam no setor elétrico isolado na região Norte do Brasil (Consulte Nota 8.4 de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas para o ano fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2014 para detalhes) e ao impacto do nosso plano de incentivo de demissão voluntária (PIDV), parcialmente compensado por um aumento no volume de vendas e as margens médias mais elevadas no comércio de combustível.

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

Informações adicionais por Segmento de Negócio

Os dados financeiros adicionais selecionados por segmento de negócio para 2015, 2014 e 2013 aparecem na tabela abaixo:

	Para o Exercício Encerrado em 31 de dezembro de		
	2015	**2014**	**2013**
		(US$ milhões)	
Exploração e Produção			
Receitas de vendas a terceiros (1)(2)	1.502	2.275	2.872
Receitas líquidas entre segmentos	34.178	66.336	69.473
Total Receitas de Vendas (2)	35.680	68.611	72.345
Lucro líquido (prejuízo)(3)	(2.480)	14.151	21.009
Despesas de capital e investimentos (4)	19.131	25.500	29.692
Ativos imobilizados	109.724	140.582	133.309
Refino, Transporte e Comercialização			
Receitas de vendas a terceiros (1)(2)	51.870	78.947	80.938
Receitas de vendas entre segmentos	22.451	35.484	33.393
Total receitas de vendas (2)	74.321	114.431	114.331
Lucro líquido (prejuízo)(3)	5.727	(15.761)	(8.157)
Despesas de capital e investimentos (4)	2.534	7.882	14.399
Ativos imobilizados	33.032	50.273	67.297
Gás e Energia			
Receitas de vendas a terceiros (1)(2)	11.072	16.643	13.344
Receitas de vendas entre segmentos	2.073	1.730	1.228
Total receitas de vendas (2)	13.145	18.373	14.572
Lucro líquido (prejuízo)(3)	237	(347)	678
Despesas de capital e investimentos (4)	793	2.571	2.742
Ativos imobilizados	14.674	22.237	21.011
Biocombustível			
Receitas de vendas a terceiros (1)(2)	16	28	64
Receitas de vendas entre segmentos	213	238	324
Total receitas de vendas (2)	229	266	388
Lucro líquido (prejuízo) (3)	(276)	(127)	(115)
Despesas de capital e investimentos (4)	43	112	143
Ativos imobilizados	91	205	222
Distribuição			
Receitas de vendas a terceiros (1)(2)	32.854	45.764	44.244
Receitas de vendas entre segmentos	552	1.129	1.000
Total receitas de vendas (2)	33.406	46.893	45.244
Lucro líquido (prejuízo)(3)	(142)	565	931
Despesas de capital e investimentos (4)	255	487	566
Ativos imobilizados	1.868	2.685	2.790

(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 de Refino, Transporte e Comercialização.

(3) Exceto participações não majoritárias.

(4) Os investimentos consolidados para cada um dos nossos segmentos de negócio são baseados em nossas premissas de custo e metodologia financeira do Plano 2015-2019.

Liquidez e Recursos de Capital

Visão Geral

Nossos principais usos de recursos em 2015 foram com investimentos (US$ 21.502 milhões) e obrigações da dívida (US$ 21.114 milhões). Nós atendemos estes requisitos com caixa gerado pelas atividades operacionais (no valor de US$ 25.913 milhões), financiamento de longo prazo (no valor de US$ 17.420 milhões) e caixa gerado pela alienação de ativos (no valor de US$ 727 milhões). Em 31 de dezembro de 2015, embora nosso fluxo de caixa de operações foi mais que suficiente para atender os nossos investimentos, nosso fluxo de caixa livre positivo (fluxo de caixa depois dos investimentos) foi menor que os recursos necessários para financiar as nossas amortizações e os juros da dívida.

Após a recente desvalorização do real em relação ao dólar norte-americano (42% de 2014 a 2015), o montante em reais (que é a moeda da maior parte das nossas receitas) necessário para gerir nossa dívida em moeda estrangeira no curto prazo aumentou significativamente. Em 31 de dezembro de 2015, nossa dívida em moeda estrangeira totalizava US$ 105.610 milhões, representando, aproximadamente, 83,7% da nossa dívida financeira total. A desvalorização do real fez com que a nossa geração de caixa das operações convertidas em dólares norte-americanos diminuísse, apesar dos aumentos de preços dos nossos produtos derivados de petróleo durante o ano. Em consequência disso, nossa geração de caixa das atividades operacionais relativas à nossa capacidade de gerir nossa dívida diminuiu, e poderia cair ainda mais se o real continuasse a desvalorizar. Consulte o Item 3 " Informações Principais - Fatores de Risco - Riscos Relacionados às Nossas Operações - 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" e "Obrigações Contratuais" e na Nota 33.6 das nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas para mais informações sobre nossos riscos de liquidez e nossas obrigações e compromissos contratuais (incluindo obrigações de dívida) em 31 de dezembro de 2015.

Além disso, a nossa perda e a perda do governo federal brasileiro nos *ratings* de grau de investimento afetaram a confiança dos investidores na economia brasileira e no nosso negócio em geral, tornando-se mais caro, tanto para gerar nova dívida como para refinanciar nossas obrigações de dívida de curto prazo.

Em 2016, nossas principais necessidades de caixa são para atender nossos investimentos orçados para o ano (no valor de US$ 20 bilhões) e para fazer pagamentos do principal e dos juros de US$ 19,6 bilhões sobre nossa dívida.

Estratégia de Financiamento

Nossa estratégia de financiamento é para financiar nossos investimentos necessários e para preservar o nosso saldo de caixa e, liquidez, e atender nossas obrigações dos pagamentos do principal e dos juros.

Vamos prosseguir a nossa estratégia de financiamento em 2016 e avançar através dos seguintes meios: (i) utilizar os potenciais recursos provenientes da venda de alguns de nossos ativos sob nosso programa de desinvestimento para o período 2015-2016, (ii) reduzir gastos de capital planejados para alinhar com os nossos fluxos de caixa operacionais, (iii) redução de custos operacionais, melhorando a eficiência e renegociação de contratos com fornecedores, (iv) incorrer em nova dívida a partir de fontes de financiamento tradicionais e novas estruturas de financiamento, e prorrogar os vencimentos da dívida com alguns de nossos credores bancários, e (v) diminuir nosso saldo de caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários (que em 31 de dezembro de 2015 totalizavam US$ 25,8 bilhões), conforme necessário.

Em 2016, cerca de US$ 1,1 bilhão nos foi desembolsado através de contratos de financiamento firmados com os bancos de desenvolvimento internacionais. Veja Nota 35 de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas. Além disso, assinamos recentemente um termo de compromisso com o Banco de Desenvolvimento da China - CDB para obter financiamento no valor de US$ 10 bilhões. Os termos deste acordo de financiamento de US$ 10 bilhões estão sendo atualmente negociados entre nós e o CDB.

Regulamentação do Governo

Somos obrigados a apresentar nossos investimentos no orçamento anual (Orçamento Anual de Investimentos, or OAI) 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 2015, os recursos necessários para financiar os investimentos (US$ 21.502 milhões) e gerir nossa dívida foram atendidos com o fluxo de caixa das operações (US$ 25,913 milhões), recursos de financiamento de longo prazo (US$ 17.420 milhões) e com caixa adquirido pela venda de ativos (US$ 727 milhões). Em 31 de dezembro de 2015, nosso saldo de caixa e equivalentes de caixa totalizou US$ 25.058 milhões, comparado a US$ 16.655 milhões em 31 de dezembro de 2014, e o nosso saldo de títulos públicos e depósitos a prazo com vencimento superior a três meses caiu para US$ 779 milhões em 31 de dezembro de 2015 comparado a US$ 9.302 milhões em 31 de dezembro de 2014.

Mantivemos nossa reserva de liquidez que consiste em nosso saldo de caixa e equivalentes de caixa, bem como títulos públicos e depósitos a prazo com vencimento superior a três meses, no valor de US$ 25.837 milhões em 31 de dezembro de 2015, em comparação com US$ 25.957 milhões em 31 de dezembro de 2014.

O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais diminuiu 2,7% em 2015 em comparação com 2014. Excluindo efeitos de conversão cambial, o caixa gerado pelas atividades operacionais aumentou 38,8% quando expresso em reais, como resultado dos aumentos dos preços do diesel e da gasolina, aumento dos volumes de exportação de petróleo bruto, impostos de produção mais baixos e menores custos de importações de petróleo bruto e produtos derivados de petróleo, juntamente com uma maior participação do petróleo nacional na transformação de matéria-prima.

Os financiamentos de longo prazo totalizaram US$ 17.420 milhões, em 2015. As principais fontes de financiamento de foram financiamentos de longo prazo obtidos junto ao Banco de Desenvolvimento da China (US$ 5 bilhões), emissão de notas globais totalizando US$ 2,5 bilhões nos mercados de capitais internacionais e acordos de crédito bilaterais com os bancos brasileiros.

Os montantes referentes a alienações de ativos totalizaram US$ 727 milhões, decorrente principalmente da venda de (i) 49% da Gaspetro, uma holding que consolida nossas participações nas distribuidoras estaduais de gás natural no Brasil, a Mitsui, por US$ 495 milhões e (ii) todos os nossos ativos de exploração e produção na Bacia Austral, na Argentina, para a Compañia General de Combustibles S.A., por US$ 101 milhões. Consulte Nota 10 de

nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas para mais informações sobre as alienações de ativos sob nosso programa de desinvestimento. Esperamos que as receitas de vendas de ativos aumentem em 2016, uma vez que o nosso programa de desinvestimento 2015-2016 estima receitas de aproximadamente US$ 15,1 bilhões, se todos esses ativos forem vendidos com sucesso.

Os usos de caixa foram principalmente para despesas de capital e investimentos em unidades operacionais, que totalizaram US$ 21.502 milhões em 2015, um decréscimo de 41% em relação a 2014 (US$ 34.750 milhões), devido principalmente a uma diminuição em despesas de capital em nossos segmentos de negócio de Refino, Transporte e Comercialização e de Exploração e Produção.

Devido a um prejuízo em 2014, nós não pagaremos dividendos em 2015, em comparação com US$ 3.918 milhões pagos em 2014. Nosso Conselho de Administração não propôs nenhuma distribuição de dividendos em 2016 para lucros acumulados no exercício findo em 31 de dezembro de 2015, porque reportamos um prejuízo para o ano fiscal.

Dívida de curto prazo

Nossa dívida de curto prazo serve a muitos propósitos, incluindo apoio a nosso capital de giro e nossas importações de petróleo e derivados de petróleo. Em 31 de dezembro de 2015, nossa dívida total de curto prazo totalizou US$ 1.523 milhões e a parcela atual da nossa dívida de longo prazo totalizou US$ 11.500 milhões, comparado a US$ 3.484 milhões e US$ 6.845 milhões em 31 de dezembro de 2014, respectivamente.

Dívida de longo prazo

Nossa dívida de longo prazo consiste principalmente de títulos emitidos nos mercados de capitais internacionais, financiamentos de bancos de desenvolvimento (como o Banco de Desenvolvimento da China e do BNDES), empréstimos de bancos comerciais nacionais e internacionais e valores em aberto garantidos por agências de crédito à exportação e agências multilaterais. A parcela não circulante de nossa dívida total de longo prazo totalizou US$ 111.482 milhões em 31 de dezembro de 2015, em comparação com US$ 120.218 milhões em 31 de dezembro de 2014. Esta redução é principalmente devido aos efeitos da conversão da moeda estrangeira (desvalorização do real em relação ao dólar norte-americano). Excluindo estes efeitos, a parcela não circulante de nossa dívida total de longo prazo aumentou em 36%, como resultado do financiamento da dívida fornecida em 2015 pelo Banco de Desenvolvimento da China e pelos mercados bancários nacionais, bem como pela emissão de títulos denominados em dólares norte-americanos. Estes recursos financeiros serão utilizados principalmente para financiar as despesas de capital, conforme estabelecido no nosso Plano 2015-2019. Consulte Nota 17 de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas para obter um descritivo das dívidas, um cronograma adiantado de nossa dívida não corrente por fonte e outras informações.

As seguintes emissões internacionais de dívidas estão inseridas nestes valores de 31 de dezembro de 2015:

Notas (*)	Valor contábil em 31 de dezembro de 2015
	(US$ milhões)
3.250% de Notas Globais PGF com vencimento em 2017	1.598
3.500% de Notas Globais PGF com vencimento em 2017(**)	1.747
5.875% de Notas PESA com vencimento em 2017	300
Notas Globais PGF com Taxa Flutuante com vencimento em 2017(1)	1.399
2.750% de Notas Globais PGF com vencimento em 2018(2)	1.628
4.875% de Notas Globais PGF com vencimento em 2018(**)(3)	1.355
5.875% de Notas Globais PGF com vencimento em 2018(**)	1.745
8.375% de Notas Globais PGF com vencimento em 2018(**)	574
7.875% de Notas Globais PGF com vencimento em 2019(**)	2.770
3.000% de Notas Globais PGF com vencimento em 2019	1.990
3.250% de Notas Globais PGF com vencimento em 2019(4)	1.409
Notas Globais PGF com Taxa Flutuante com vencimento em 2019(5)	1.498
4.875% de Notas Globais PGF com vencimento em 2020	1.495
5.750% de Notas Globais PGF com vencimento em 2020(**)	2.485
Notas Globais PGF com Taxa Flutuante com vencimento em 2020(6)	499
3,750% de Notas Globais PGF com vencimento em 2021(7)	810
5,375% de Notas Globais PGF com vencimento em 2021(**)	5.308
5,875% de Notas Globais PGF com vencimento em 2022(**) (8)	648
4,250% de Notas Globais PGF com vencimento em 2023(9)	749
4,375% de Notas Globais PGF com vencimento em 2023	3.461
6,250% de Notas Globais PGF com vencimento em 2024	2.489
4,750% de Notas Globais PGF com vencimento em 2025(10)	861
6,250% de Notas Globais PGF com vencimento em 2026(**)(11)	1.017
5,375% de Notas Globais PGF com vencimento em 2029(12)	650
6,625% de Notas Globais PGF com vencimento em 2034(13)	876
6,875% de Notas Globais PGF com vencimento em 2040(**)	1.472
6,750% de Notas Globais PGF com vencimento em 2041(**)	2.368
5,625% de Notas Globais PGF com vencimento em 2043	1.711
7,250% de Notas Globais PGF com vencimento em 2044	988
6,850% de Notas Globais PGF com vencimento em 2115	2.019

(*) A Petrobras garante total e incondicionalmente as notas emitidas pela PGF.
(**) Originalmente emitidas pela PifCo.
(1) Taxa variável equivalente a USD LIBOR de três meses mais spread de 2,360%
(2) Emitidas pela PGF em 14 de janeiro de 2014, no valor de € 1,5 bilhão.
(3) Emitidas pela PifCo em 09 de dezembro de 2011, no montante de € 1,25 bilhão.
(4) Emitidas pela PGF em 01 de outubro de 2012, no valor de € 1,3 bilhão.
(5) Taxa variavel equivalente a USD Libor de três meses mais spread de 2,140%
(6) Taxa variavel equivalente a USD Libor de três meses mais spread de 2,880%
(7) Emitidas pela PGF em 14 de janeiro de 2014, no montante de € 750 milhões.
(8) Emitidas pela PifCo em 09 de dezembro de 2011, no montante de € 600 milhões.
(9) Emitidas pela PGF em 01 de outubro de 2012, no montante de € 700 milhões.
(10) Emitidas pela PGF em 14 de janeiro de 2014, no montante de € 800 milhões.
(11) Emitidas pela PifCo em 12 de dezembro de 2011 no valor de £ 700 milhões.
(12) Emitidas pela PGF em 01 de outubro de 2012, no valor de £ 450 milhões.
(13) Emitidas pela PGF em 14 de janeiro de 2014, no valor de £ 600 milhões.

Acordos não incluídoss no Balanço

Em 31 de dezembro de 2015, 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$ 23.058 milhões em 2015, um decréscimo de 38%, quando comparado aos nossos investimentos de US$ 37.004 milhões em 2014. Nossos investimentos em 2015 foram direcionados principalmente para o aumento da produção de petróleo e gás. Dos nossos investimentos totais em 2015, US$ 19.131 milhões foram investidos em projetos de exploração e desenvolvimento no Brasil e no exterior.

A tabela a seguir apresenta nossos investimentos consolidados para cada um dos nossos segmentos de negócio em 2015, 2014 e 2013:

	Para o Exercício Encerrado em 31 de dezembro de		
	2015(1)	**2014(1)**	**2013(1)**
		(US$ milhões)	
Exploração e Produção	19.131	25.500	29.692
Refino, Transporte e Comercialização	2.534	7.882	14.399
Gás e Energia	793	2.571	2.742
Biocombustível	43	112	143
Distribuição	255	487	566
Corporativo	302	452	555
Total	**23.058**	**37.004**	**48.097**

(1) No quarto trimestre de 2015, alteramos nossos segmentos de negócio reportáveis, para refletir a realocação das atividades internacionais, nos segmentos de negócio em que as atividades subjacentes correspondem, reduzindo assim nossos segmentos de negócio reportáveis de seis para cinco.

(2) Os investimentos consolidados para cada um dos nossos segmentos de negócio são baseados em nossas premissas de custo e metodologia financeira do Plano 2015-2019.

Em 12 de janeiro de 2016, anunciamos gastos de capital projetados de US$ 20 bilhões para 2016. Planejamos atender nossos investimentos orçados principalmente através do fluxo de caixa de nossas operações, operações estruturadas e empréstimos de financiamento de projetos, empréstimos de bancos comerciais, desinvestimentos, emissões de títulos de dívida em mercados de capital internacionais e outras fontes de capital. Nossos investimentos podem variar substancialmente dos números projetados definidos acima em razão das condições de mercado e do custo e disponibilidade dos recursos necessários.

Dividendos

Não pagamos dividendos relativos ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014. Nosso Conselho de Administração não propôs nenhuma distribuição de dividendos em 2016 para lucros acumulados no exercício findo em 31 de dezembro de 2015, porque reportamos um prejuízo para o ano fiscal. Consulte a Nota 23.5 de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas para maiores detalhes.

Para mais informações sobre nossa política de dividendos, incluindo uma descrição do dividendo mínimo a que os nossos acionistas preferenciais têm direito de acordo com o nosso estatuto, consulte "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 2015:

	Pagamentos Vencidos por Período				
	Total	< 1 ano	1-3 anos	3-5 anos	> 5 anos
			(US$ milhões)		
Obrigações contratuais					
Itens do Balanço Patrimonial (1):					
Obrigações de dívida (2)	126.165	14.683	27.488	38.133	45.861
Obrigações de arrendamento	51	12	11	1	21
Provisão de custos com desmobilização	9.150	613	1.956	153	6.428
Total de itens do Balanço Patrimonial	135.366	15.308	29.455	38.293	52.310
Outros compromissos contratuais de longo prazo					
Gás natural ship-or-pay	3.098	632	1.276	905	285
Contratos de prestação de serviço	68.047	22.523	20.321	7.079	18.124
Contratos de suprimento de gás natural	7.950	1.038	2.593	3.112	1.705
Arrendamento operacionais	99.194	11.686	17.701	13.388	56.419
Acordos de compra	21.952	10.571	7.102	2.569	1.710
Total de compromissos contratuais de longo prazo	200.241	46.450	48.993	27.053	78.243
Total	335.607	61.758	78.448	65.346	130.553

(1) Exceto o valor de US$ 25.363 milhões relativos às nossas obrigações com pensões e benefícios médicos, que são parcialmente financiados por US$ 12.513 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 contábeis 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 contábeis consolidadas auditadas.

Políticas Contábeis Críticas e Estimativas

Informações sobre as áreas que exigem maior julgamento ou envolvem um grau mais elevado de complexidade na aplicação das políticas contábeis que atualmente afetam nossa condição financeira e resultados de operações são apresentadas na Nota 5 de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas (que compreendem as reservas de petróleo e gás , depreciação e *impairment*; identificação de unidades geradoras de caixa do teste de *impairment*; plano de pensão e outras obrigações de aposentadoria; passivos contingentes e provisões; desmantelamento de áreas, imposto de renda diferido, contabilização de hedge de fluxo de caixa; abordagem contábil com respeito aos fatos descobertos pela Operação Lava Jato; e provisão para créditos de *impairment* de contas a receber). Informações adicionais sobre nossas políticas contábeis e as novas alterações e normas são encontradas nas notas 4 e 6 de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas. Outras informações sobre redução ao valor recuperável dos ativos aparecem na Nota 14 de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas. Além disso, expandimos neste relatório a discussão sobre alguns dos itens abordados em nossas demonstrações contábeis para certos temas, tais como a metodologia de estimativa para determinar a baixa de pagamentos indevidos capitalizados incorretamente; desmantelamento de áreas e reparo ambiental; testes de *impairment* dos ativos de refino; *impairment* dos campos de produção de petróleo bruto e gás natural, pensão e outros benefícios de aposentadoria; fluxo de caixa de contabilidade de hedge envolvendo nossas exportações futuras, bem como, a provisão para créditos de *impairment* de contas a receber.

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 Baixa de Pagamentos Indevidos Capitalizados Incorretamente

No terceiro trimestre de 2014, realizamos a baixa em US$ 2.527 milhões em custos capitalizados que representam os valores pagos em excesso para a aquisição de ativos imobilizados em anos anteriores.

A partir de 2014, e ao longo de 2015, o Ministério Público Federal brasileiro focou parte de sua investigação em irregularidades envolvendo nossos empreiteiros e fornecedores e descobriu um amplo esquema de pagamento que envolveu vários participantes, incluindo ex-empregados da Petrobras. Com base nas informações disponibilizadas, o esquema de pagamento envolveu um grupo de empresas que, entre 2004 e abril de 2012, conspiraram para obter contratos conosco, realizando cobranças em excesso nos relativos contratos e utilizando o excedente recebido nos contratos 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.

Além do esquema de pagamento, as investigações identificaram vários casos específicos de outros empreiteiros e fornecedores que supostamente cobraram em excesso a Petrobras e usaram o pagamento em excesso recebido de seus contratos para financiar pagamentos indevidos, não relacionados com o esquema de pagamento, a certos ex-empregados da Petrobras.

Não fazemos nem recebemos nenhum pagamento indevido. Estes foram feitos por contratadas e fornecedores externos, de modo que os montantes exatos que foram excessivamente pagos para financiar estes pagamentos inadequados não podem ser identificados. A informação para determinar o montante através do qual foram sobretaxados pelos membros do cartel não está contida em nossos relatórios contábeis. Estes relatórios refletem os termos do contrato celebrado entre e por nós, que implicava pagamentos que foram inflados por conta da conspiração entre os membros do cartel e ex-empregados da Petrobras para nos sobretachar. 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.

Concluímos 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: concluímos 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. 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.

Nós monitoramos de perto o progresso da investigação Lava Jato ao longo de 2015, e não há novos fatos descobertos que poderiam afetar materialmente os nossos ajustes previamente registrados ou alterar a metodologia adotada em relação às baixas. Continuaremos a monitorar as investigações para informações adicionais, e iremos revisar seu impacto potencial sobre os ajustes feitos.

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

Desmontagem de Áreas e Remediação Ambiental

Nos termos de diversos contratos, concessões, 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 reguladoras, 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 desmantelamento de áreas de produção de petróleo e gás. Em consequência, em 2015, houve um aumento de US$ 883 milhões nos valores relacionados com a revisão da provisão para custos de desmantelamento, principalmente atribuíveis a (i) um aumento de US$ 1.744 milhões atribuíveis a uma aceleração dos custos de abandono resultante de um tempo de vida econômica inferior em campos de petróleo devido aos preços do petróleo mais baixos (Brent); (ii) um aumento de US$ 1.848 milhões atribuíveis a uma revisão com base nas informações adicionais obtidas a partir de abandonos de poços em 2015. Esses efeitos foram parcialmente

compensados por uma redução de US$ 2.915 milhões atribuíveis a um aumento da nossa taxa de desconto ajustada ao risco (de 6,73% p.a. em 31 de dezembro de 2015 de 3,76% p.a. em 31 de dezembro de 2014).

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

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

Imposto de renda diferido

O imposto de renda e a contribuição social diferidos passivos são reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias tributáveis, e o imposto de renda e a contribuição social diferidos ativos são reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias tributáveis, a serem compensados em exercícios futuros, com base em prejuízos ou créditos fiscais que vierem a existir, na medida em que seja provável que o lucro tributável estará disponível, contra o qual uma diferença temporária dedutível poderá ser utilizada, ou em que seja provável que a entidade terá lucro tributável suficiente em períodos futuros.

Avaliamos se teremos lucros suficientes no futuro, de acordo com as projeções e estimativas principalmente relacionadas com os preços do petróleo bruto da Brent, taxas de conversão da moeda estrangeira e nossas despesas (receitas) financeiras líquidas projetadas estabelecidas no nosso Plano de Negócios e Gestão. Apesar das perdas operacionais em 2014 e 2015, esperamos gerar lucros tributáveis futuros principalmente devido a: (i) maior produção de petróleo e gás; (ii) aumento na média do preço do petróleo bruto Brent; (iii) novos projetos com foco na produção de petróleo na área do pré-sal e (iv) medida para a otimização e ganhos em produtividade a fim de reduzir os custos operacionais administráveis (maior eficiência na gestão dos serviços contratados, reorganização de nossas estruturas e negócios, bem como os custos com pessoal e os custos de reduções de aquisição). Diferenças significativas entre nossas premissas de projeções, e os resultados reais destas variáveis podem resultar em mudanças em nossa realização esperada do reconhecimento dos ativos tributários diferidos. Ver Nota 21.6 (b) de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas para obter mais informações sobre o calendário de reversão de impostos diferidos.

Para obter informações mais detalhadas sobre as nossas políticas de tributação e os montantes relativos a impostos, ver notas 4.15, 5.2 e 21 de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas.

Teste de redução ao valor recuperável dos 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 "UGC Ativos Abastecimento".

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 nossa Administração a rever certos projetos que estavam em construção.

Essas circunstâncias incluíram: (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 da Petrobras de acessar os mercados de capitais naquela época; (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 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 desde 2014, esses ativos em construção foram retirados do "UGC Abastecimento" e foram testados para o valor recuperável dos ativos individualmente.

Exceto para a remoção destes dois projetos, o "UGC Abastecimento" permanece inalterado. Esse UGC foi identificado com base no conceito de otimização integrada e gerenciamento de desempenho, que incide sobre o desempenho global da UGC, permitindo uma mudança de margens de uma refinaria para outra. Todas as decisões relativas a este UGC (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 "UGC Abastecimento"; (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$ 4,06 para US$ 1,00 em 2016 (convergindo para R$ 3,55 para US$ 1,00, a longo prazo);

- preço médio do petróleo Brent de US$ 45 para 2016, convergindo para US$ 72 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 (revisto 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 que concerne à Comperj, reconhecemos perdas com *impairment* de US$1,3 bilhão e US$8,2 bilhões em 2015 e 2014, respectivamente. Em 2014, também reconhecemos perdas com *impairment* de US$3,4 bilhões relacionadas com a segunda unidade de refino da Rnest. Nenhuma perda com *impairment* foi reconhecida para o “UGC Abastecimento”.

Para informações mais detalhadas sobre as nossas políticas de *impairment* e resultados dos testes de *impairment*, ver notas 4.10, 5.2 e 14 de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas.

Impairment de Campos de Produção de Petróleo Bruto e Gás Natural

Com base nas interdependências entre certos campos de petróleo, campos são agrupados no menor grupo identificável que gera fluxos de caixa altamente independentes dos outros. Mudanças na agregação em

UGCs podem resultar em encargos de *impairment* adicionais ou reversões. Tais mudanças podem ocorrer quando o investimento, estratégica ou fatores operacionais resultam em mudanças nas interdependências entre esses ativos e, consequentemente, alteram a agregação de ativos em UGCs.

Em 2015, a agregação de certos campos de produção de gás natural e petróleo bruto localizadas no Centro-Sul da Bacia de Campos em uma Unidade Geradora de Caixa (campos de produção de petróleo bruto e gás natural do grupo Centro-Sul) foi alterada e, como resultado, testes de *impairment* foram executados separadamente nos campos de petróleo individualmente. Esta alteração ocorreu como resultado de: (i) o início do encerramento de produção do campo de Bicudo; (ii) a venda dos campos de Bijupirá e Salema; e (iii) uma reavaliação do processo de produção de gás natural na região centro-sul da Bacia de Campos, que reflete um aumento na demanda doméstica de gás natural na indústria termoelétrica, o que resultou em uma diminuição de reinjeção de gás natural. Assim, os seguintes campos foram desagregados da UGC: Espadarte, Linguado, Bicudo, Badejo, Pampo, Trilha, Tartaruga Verde e Tartaruga Mestiça.

Em 2015, reconhecemos perdas por *impairment* relacionadas com campos de Espadarte, Linguado, Bicudo, Badejo, Pampo e Trilha no valor de US$ 1,7 bilhão, refletindo o impacto da queda dos preços internacionais do petróleo bruto e na utilização de uma taxa de desconto mais elevada atribuível a um aumento do prêmio de Risco Brasil.

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 no exterior.

O passivo atuarial líquido era de US$ 12,850 milhões em 31 de dezembro de 2015, uma diminuição de 26% de US$ 17,287 milhões em 31 de dezembro de 2014, devido aos efeitos da conversão de moeda estrangeira (depreciação do real em relação ao dólar norte-americano). Excluindo estes efeitos, o passivo atuarial líquido aumentou 9% quando expresso em reais, principalmente devido ao aumento dos juros e dos custos de serviços efetuados durante o ano, compensados parcialmente por contribuições pagas em 2015.

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 contábeis 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.

Contabilidade de hedge de fluxo de caixa de exportação

Desde meados de maio de 2013, designamos relações de fluxo de caixa de *hedging* em que (a) os itens de *hedge* são porções de nossas receitas mensais de exportação futuras altamente prováveis 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 de *hedge* 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 de *hedged*) são expostos aos riscos cambiais real/U.S. dólar em sua respectiva taxa de câmbio à vista. O Fluxo de Caixa de Contabilidade de Hedge permite que os ganhos e perdas decorrentes do efeito de alterações na taxa de câmbio de moeda estrangeira sobre os instrumentos de hedge sejam reconhecidos em outros resultados abrangentes no patrimônio líquido e, depois, reclassificados do patrimônio líquido para perdas ou lucros nos períodos durante os quais as operações de hedge ocorrem, ao invés de serem imediatamente reconhecidos como lucros ou perdas.

Veja a Nota 33.2 de nossas demonstrações contábeis consolidadas para mais informações sobre as perdas cambiais acumuladas reconhecidas em outros resultados abrangentes em 31 de dezembro de 2015 e sua reclassificação que deverá financiar receitas (despesas) nos exercícios seguintes. Os ganhos ou perdas relacionados com a parcela não efetiva são imediatamente reconhecidos na demonstração do resultado.

As exportações futuras altamente prováveis são definidas por determinação de um percentual do total de previsão das exportações com base em uma série de tempo comparando exportações realizadas e previstas (com base em nossos Planos de Negócios e Gestão de cinco anos e nossas projeções no Plano Estratégico de longo prazo). A previsão de exportações futuras é revista sempre que revisamos nossos Planos de Negócios e de Gestão e nossas premissas no Plano Estratégico. A proporção de exportações futuras altamente prováveis com o total de exportações previstas é revisada, pelo menos, uma vez por ano. As projeções de exportações futuras são determinadas com base em nosso modelo de otimização de despesas operacionais e de capital e são influenciadas por diferentes pressupostos, incluindo os preços do petróleo e derivados de petróleo, nossa produção de petróleo e gás natural projetada e pela demanda interna.

Para obter informações mais detalhadas sobre a nossa política de contabilização de hedge de fluxo de caixa, ver notas 4.3.6, 5.7 e 33.2 de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas.

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 2015, reconhecemos uma provisão para créditos de conta a receber de R$ 2,060 milhões, dos quais 59% é para cobrir recebíveis sem garantia, com o sistema elétrico isolado na região norte do Brasil, em comparação a uma provisão para créditos de conta a receber de US$ 1.948 milhões para cobrir créditos sem garantia do setor elétrico isolado reconhecido em 2014.

Veja Notas 4.3.3, 5.9 e 8.3 das nossas demonstrações contábeis 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 na região norte do Brasil.

Pesquisa e Desenvolvimento

Estamos profundamente comprometidos com pesquisa e desenvolvimento como um meio de estender nosso alcance a novas fronteiras de produção e alcançar melhorias contínuas nas operações. Temos uma história de sucesso de desenvolvimento e implementação de tecnologias inovadoras, incluindo os meios de perfuração, completação e produção de poços em águas cada vez mais profundas com sucesso. Em 2015 as nossas tecnologias receberam pela terceira vez o Offshore Technology Conference Distinguished Achievement Award, o mais alto reconhecimento concedido a uma companhia de petróleo como operadora *offshore*.

Usamos uma percentagem significativa de nossas receitas em pesquisa e desenvolvimento, o que nos torna um dos maiores investidores de pesquisa e desenvolvimento entre as principais empresas de petróleo do mundo. Nossos contratos de concessão de petróleo e gás brasileiros nos obrigam a investir pelo menos 1% de nossas receitas brutas provenientes de campos de petróleo de alta produtividade em pesquisa e desenvolvimento, dos quais cerca da metade é investida em nossas instalações de pesquisa no Brasil e o restante é investido em universidades e instituições brasileiras credenciadas pela ANP para esta finalidade.

Em 2015, gastamos US$ 630 milhões em pesquisa e desenvolvimento, o equivalente a 0,65% de nossas receitas de vendas, enquanto que em 2014, gastamos US$ 1.099 milhões, equivalente a 0,77% de nossas receitas de vendas. Esta redução deve-se principalmente aos efeitos de conversão cambial (desvalorização do real em relação ao dólar norte-americano), que reduziram os investimentos em pesquisa e desenvolvimento quando expressos em dólares norte-americanos. Em 2013, gastamos US$ 1.132 milhões, equivalente a 0,80% de 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;-
- 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 médios de petróleo;
- Refino de petróleo do pré-sal;
- Otimização e integração da logística de operação;
- Produtos inovadores; 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;
- Valor acrescentado ao gás natural via química de metano;
- Processamento de gás natural; e
- Integração Energética e Confiabilidade - Redução de Custos.

Para todos os Segmentos de Negócio e Sustentabilidade:

- Desenvolvimento de tecnologia de montagem e construção para o projeto naval e industrial;
- Otimização dos processos produtivos e eficiência energética;
- Integridade, segurança e confiabilidade de novos materiais e equipamentos disponíveis;

- Tecnologia para a mitigação das emissões atmosféricas (CO_2 e outras emissões);

- Tecnologia para a eliminação, tratamento, reutilização e redução do consumo de água;

- Tecnologia para a recuperação de áreas ambientalmente afetadas; e

- Estudos ambientais e avaliação dos impactos ambientais.

Visão de futuro – Perspectiva 2030:

- Aumento da confiabilidade das estimativas de risco por meio da simulação integrada de processos geológicos;

- Sistemas de Produção Marítimos;

- Sistemas de produção de energia, armazenamento e distribuição que são usados em veículos elétricos e híbridos, melhorando a mobilidade;

- Desenvolvimento de novos materiais adequados para uso em condições operacionais extremas;

- Energia Renovável;

- Tecnologias usadas para melhorar prospecção de hidratos gasosos; e

- Bioprodutos.

No período de três anos encerrado em 31 de dezembro de 2015, nossas operações de pesquisa e desenvolvimento receberam 118 patentes no Brasil e 113 no exterior. Nosso portfólio de patentes abrange todas as nossas áreas de atividades.

Possuimos 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 2015, esta instalação tinha 1.808 empregados, 90,6% 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 2015, 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

O Brasil foi atingido por uma grave recessão em 2015. O PIB diminuiu 3,8%, sua pior queda desde 1990. Esta diminuição resultou em uma deterioração significativa nos negócios e as expectativas dos consumidores e de uma queda acentuada na demanda interna, no investimento e no consumo privado. Apesar do recente declínio na demanda por derivados de petróleo, principalmente atribuíveis à recente desaceleração da economia no Brasil, ainda esperamos que a demanda por produtos devivados de petróleo no Brasil volte a crescer no médio e longo prazos, impulsionado principalmente por uma recuperação econômica futura da atual recessão no Brasil e o aumento do poder de compra da população brasileira.

O aumento das taxas de proprietários de veículos, o crescimento da população e a necessidade de transporte de mercadorias dos locais de produção até o consumidor final, conectam a médio e longo prazos o

crescimento econômico esperado com a demanda adicional de derivados de petróleo. No entanto, futuras crises econômicas, a nível internacional, bem como no Brasil, podem afetar negativamente estes pressupostos.

Nos últimos anos, nós atendemos qualquer crescimento da demanda, aumentando as importações de petróleo e derivados e melhorando o rendimento das nossas refinarias, já que nossa produção de petróleo e nossa capacidade de refino não eram suficientes para atender ao aumento da demanda. A importação maior de petróleo e derivados aumentou nosso custo de vendas e diminuiu nossas margens de refino nos últimos anos, porque não tínhamos ajustado plenamente os nossos preços internos para refletir o custo internacional maior do petróleo.

No entanto, essa dinâmica mudou em 2015. As margens de refino foram parcialmente restauradas como resultado da queda dos preços internacionais de petróleo bruto.

Além disso, como resultado do aumento de (i) a mistura de biodiesel nos combustíveis em geral e (ii) o consumo de etanol impulsionado por uma parte crescente da frota flexfuel no Brasil, esperamos que o consumo de biocombustíveis aumente no Brasil em longo prazo, resultando numa redução no ritmo de crescimento da demanda nacional de gasolina e diesel. No entanto, em médio prazo, a oferta de etanol é limitada pela capacidade reduzida de investimento e os elevados níveis de endividamento da indústria brasileira de etanol. No longo prazo, os acordos internacionais a favor de reduzir as emissões de gases de efeito estufa podem desempenhar um papel no aumento do consumo de biodiesel e etanol. Em dezembro de 2015, a Conferência do Clima das Nações Unidas foi realizada em Paris e aprovou o primeiro acordo global para reduzir as emissões de gases de efeito estufa e mitigar os impactos das mudanças climáticas. Este acordo, passará a vigorar a partir de 2020.

O preço de realização do petróleo bruto que exportamos é determinado pelos preços internacionais do petróleo, apesar de geralmente vendermos nosso petróleo bruto com um desconto em relação ao petróleo Brent e outros preços de referência do petróleo porque é mais pesado e, portanto, mais caro para refinar. Depois de uma forte queda durante a segunda metade de 2014, os preços do petróleo permaneceram em níveis baixos em 2015, encerrando o ano com o preço do petróleo Brent em US$ 35,75/barril. O preço médio anual de 2015 foi de US$ 52,31 por barril, uma queda de 47% em relação ao ano anterior.

Em todo o mundo, tem havido uma mudança na dinâmica do fornecimento de petróleo bruto de países não-OPEP, cuja produção aumentou 1,23 mmbbl/d em 2015 comparada a 2014. Apesar de alguns países não-OPEP terem aumentado a sua oferta, houve uma queda drástica no crescimento da produção durante 2015, particularmente nos Estados Unidos, onde a produção de petróleo bruto aumentou menos de 800 mbbl/d no último trimestre de 2015, após ter atingido 1,6 mmbbl/d durante o primeiro semestre de 2015. Enquanto isso, os países da OPEP - especialmente Iraque e Arábia Saudita – impulsionaram substancialmente a produção até o final de 2015, para 32,18 mmbbl/d, que é 1,18 mmbbl/d maior do que o volume médio produzido em 2014.

Esperamos que o mercado global de petróleo permaneça com excesso de oferta ao longo de 2016, e as preocupações sobre o aumento da oferta mundial de petróleo podem manter os preços baixos.

Este ambiente de baixo preço do petróleo bruto, lançou desafios para o desenvolvimento tecnológico e inovação na indústria de petróleo e gás. Projetos de *upstream* estão sendo desenvolvidos em um ritmo mais lento ou adiados. As companhias de petróleo e gás estão priorizando tecnologias e técnicas que asseguram menores custos e maior eficiência no curto e médio prazos, apesar da manutenção e aumento das reservas de petróleo e gás sejam ainda um objetivo a longo prazo.

Todos os anos, analisamos e revisamos o nosso Plano de Negócios e Gestão de 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 Negócios e Gestão pode refletir uma redução de nossos investimentos e uma

revisão dos nossos indicadores de desempenho financeiros em comparação com aquelas previstas em nosso Plano 2015-2019.

Item 6. Conselheiros, Alta Administração e Empregados

Conselheiros e Alta Administração

Conselheiros

Nosso Conselho de Administração é composto por um mínimo de cinco e máximo de dez membros (mais os respectivos suplentes) e é responsável por, entre outras coisas, estabelecer nossas políticas gerais de negócios. Os membros do Conselho de Administração (e seus respectivos suplentes) são eleitos pela assembleia geral anual de acionistas, incluindo o representante dos trabalhadores previamente selecionado por meio de uma votação em separado. O cargo de membro suplente é excepcional e sua eliminação da nossa estrutura de gestão será votada na assembleia geral anual dos nossos acionistas a ser realizada em 28 de abril de 2016. Para mais informações sobre as atribuições e deveres do nosso Conselho de Administração, Consulte Anexo 1.1 para obter uma cópia do nosso estatuto.

Nos termos da Lei das Sociedades por Ações do Brasil, 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 o 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 prevê que (i) acionistas minoritários titular de ações preferenciais que em conjunto detêm pelo menos 10% do capital total (excluindo o capital social detido pelos acionistas controladores) elejam e destituam um membro (e seu respectivo suplente) do nosso Conselho de Administração, em votação em separado na assembleia geral; (ii) acionistas minoritários de ações ordinárias elejam e destituam um membro (e respectivo suplente) do Conselho de Administração se um número maior de conselheiros não for eleito por esses acionistas minoritários por meio do procedimento de voto múltiplo; e que (iii) nossos empregados elejam por voto direto um membro (e respectivo suplente) para o nosso Conselho de Administração por meio de um procedimento de votação em separado, nos termos da Lei nº 12.353 e do Ato nº 26 do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão do Brasil. 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 do Brasil, 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 oito conselheiros titulares. A tabela a seguir apresenta informações com relação aos membros do Conselho de Administração e seus respectivos suplentes:

Nome	Data de Nascimento	Cargo	Mandato Atual Expira em	Endereço Comercial
Luiz Nelson Guedes de Carvalho(1)	18 novembro, 1945	Presidente	Abril 2016	Av. Prof. Luciano Gualberto, 908 – FEA3 – Cid. Universitária - São Paulo – SP CEP: 05508-010
Jerônimo Antunes	18 novembro,1955	Suplente	Abril 2016	
Aldemir Bendine(1)	10 dezembro, 1963	Conselheiro	Abril 2016	Avenida Henrique Valadares, nº. 28, Tower A 18º andar Rio de Janeiro – RJ CEP: 20.231-030
Ivan de Souza Monteiro	15 novembro, 1960	Suplente	Abril 2016	
Luciano Galvão Coutinho(1)	29 setembro, 1946	Conselheiro	Abril 2016	Av. República do Chile, nº 100 22º andar Rio de Janeiro – RJ CEP: 20.031-917
Julio Cesar Maciel Ramundo	2 dezembro, 1969	Suplente	Abril 2016	
Roberto da Cunha Castello Branco(1)	20 julho, 1944	Conselheiro	Abril 2016	Praia de Botafogo 190, 11º andar Rio de Janeiro – RJ CEP: 22250-900
João Victor Issler	4 maio, 1959	Suplente	Abril 2016	
Segen Farid Estefen(1)	20 janeiro, 1951	Conselheiro	Abril 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 maio, 1951	Conselheiro	Abril 2016	Rua Estados Unidos, 1342 São Paulo – SP CEP: 01427-001
Gustavo Rocha Gattass	14 setembro 1975	Suplente	Abril 2016	
Walter Mendes de Oliveira Filho(3)	7 dezembro, 1955	Conselheiro	Abril 2016	Av. República do Chile, 65 – 24º andar - Rio de Janeiro – RJ CEP: 20031-170
Francisco Petros Oliveira Lima Papathanasiadis	14 setembro, 1964	Suplente	Abril 2016	
Deyvid Souza Bacelar da Silva(4)	18 fevereiro, 1980	Conselheiro	Abril 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.

Luiz Nelson Guedes de Carvalho

O Sr. Carvalho é membro de nosso Conselho de Administração desde abril de 2015 e presidente do Conselho desde setembro de 2015. O Sr. Carvalho também presidiu o comitê de auditoria do Conselho de Administração de abril de 2015 a setembro de 2015. Ele é membro do conselho de administração da BMF&BOVESPA (e coordenador do seu comitê de auditoria) desde 2013 e também é presidente do comitê de auditoria do Grupo Pão de Açúcar - GPA desde 2014. Atualmente é professor da Universidade do Estado de São Paulo - Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, membro do Comitê de Pronunciamentos Contábeis CPC - Brasil, membro do Comitê Internacional para Relatórios Integrados, liderado pelo príncipe de Gales, um membro independente do conselho de auto regulação bancária da Federação Brasileira de Bancos, ou Febraban, membro da Academia Brasileira de Ciências Contábeis, ou Abracicon, entre outros. Sr. Carvalho atuou anteriormente como 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 do IASB (de julho de 2005 a dezembro 2008), consultor do Banco Mundial, e atuou como membro do conselho de

administração do Banco Nossa Caixa, Caixa Econômica Federal, Banco Bilbao Vizcaya Argentaria Brasil - BBVA, Vicunha Têxtil S.A., Banco Fibra S.A., entre outros. Sr. Carvalho também atuou como chefe de supervisão e diretor substituto do Banco Central do Brasil (1991-1993) e como diretor da CVM (1990-1991), entre outros. O Sr. Carvalho recebeu diploma de bacharel em economia pela Universidade de São Paulo - Faculdade de Economia e Administração e Contabilidade 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.

Aldemir Bendine

Nosso presidente desde fevereiro de 2015, 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 janeiro de 2015 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 presidente 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. Coutinho é presidente do BNDES desde abril de 2007. Também é membro do conselho de administração da Vale S.A. (Vale), 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. O Sr. Coutinho é professor visitante da Universidade Estadual de Campinas ("UNICAMP") e na Universidade de São Paulo-USP, na Universidade de Paris XIII, na Universidade do Texas e do Instituto Ortega y Gasset.

Roberto da Cunha Castello Branco

Membro do nosso Conselho de Administração, desde 30 de abril de 2015. 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 presidente do Conselho de Administração da Petrobras Distribuidora S.A. desde 4 de novembro de 2015. 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. 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 administração das 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. 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 administração pela Universidade Federal da Bahia (UEFS) onde também fez o curso de especialização em Recursos Humanos.

Diretoria Executiva

Nossa Diretoria Executiva, ao qual nos referimos como diretoria, é composto pelo presidente e seis 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. Para mais informações relacionadas com nossa Diretoria Executiva, consulte anexo 1.1 para obter uma cópia nosso Estatuto Social.

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	Presidente	Abril de 2018
Ivan de Souza Monteiro	15 de novembro de 1960	Diretor Executivo Financeiro e de Relação com Investidores	Abril de 2018
Roberto Moro	8 de novembro de 1962	Diretor de Desenvolvimento da Produção e Tecnologia	Abril de 2018
Solange da Silva Guedes	22 de novembro de 1960	Diretora de Exploração e Produção	Abril de 2018
Jorge Celestino Ramos	11 de outubro de 1956	Diretor de Refino e Gás Natural	Abril de 2018
Hugo Repsold Júnior	23 de julho de 1959	Diretor de Recursos Humanos, SMS e Serviços	Abril de 2018
João Adalberto Elek Junior	26 de novembro de 1958	Diretor de Governança, Risco e Conformidade	Abril 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 Executivo Financeiro e de Relação 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

O Sr. Moro é nosso Diretor de Desenvolvimento de Produção e Tecnologia desde abril de 2016. O Sr. Moro ingressou na Petrobras em 1981 e ocupou vários cargos em Projetos de Engenharia da Petrobras, incluindo o cargo de Diretor de Engenharia, Tecnologia e Materiais de fevereiro de 2015 a março de 2016, Gerente Geral de Implementação de projetos de engenharia de E&P e Gerente Executivo de Engenharia de projetos submarinos, de outubro de 2013 a fevereiro de 2015. O Sr. Moro é formado em engenharia mecânica pela Universidade Gama Filho e 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 Refino e Gás Natural desde abril de 2016. Ingressou na Petrobras em 1983, onde ocupou vários cargos nos segmentos de distribuição e refino, incluindo diretor de Abastecimento de fevereiro de 2015 a março de 2016, 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 Recursos Humanos, SMS e Serviços desde abril de 2016. Ingressou na Petrobras em 1985, onde ocupou vários cargos, incluindo Diretor de Gás e Energia de fevereiro de 2015 a março de 2016, gerente-executivo de Desempenho e Estratégia de setembro 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 pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (Coppe/PPE-UFRJ).

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. Tamém trabalhou na Telmex e na AT&T no Brasil e na América Latina, de maio de 2000 a fevereiro de 2007 e atuou como diretor financeiro e de relações com investidores da empresa de telecomunicações NET Serviços, de março 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 2015, o valor total de remuneração que pagamos a todos os membros do Conselho de Administração e diretores executivos foi de US$ 5,7 milhões. Em 31 de dezembro de 2015, nós tínhamos oito diretores e quinze membros do conselho (incluindo suplentes). O número médio mensal de membros de nosso Conselho de Administração que recebeu remuneração durante todo o período de 2015 foi de 11,33, enquanto o número de executivos que receberam remuneração durante este período não se alterou. Consulte a Nota 19.3 de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas para obter mais informação sobre a remuneração de 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 31 de março de 2016, os membros do nosso Conselho de Administração, nossos diretores e os membros do nosso Conselho Fiscal, como um grupo, detinham um total de 5.991 ações ordinárias e 38.244 ações preferenciais da nossa 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 do Brasil, composto por até cinco membros. Conforme exigido pela Lei das Sociedades por Ações do Brasil, 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 contábeis. 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 Estatutário que assessora nosso Conselho de Administração, composto exclusivamente de membros de nosso Conselho de Administração. Nosso Comitê de Auditoria deve ser composto por pelo menos três membros.

Em 17 de junho de 2005, nosso Conselho de Administração aprovou a criação do Comitê de Auditoria para cumprir as exigências estabelecidas na Lei Sarbanes-Oxley de 2002 e da Regra 10A-3 da Lei de Mercados de Capitais de 1934. Em 26 de fevereiro de 2016, nosso Conselho de Administração aprovou mudanças ao Regimento Interno de nosso Comitê de Auditoria, de modo que esta reflita às novas regras estabelecidas na Instrução CVM No. 509/2011 ("ICVM 509") aplicado aos comitês de auditoria estatutários.

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

- fazer recomendações ao nosso Conselho de Administração em relação à nomeação, remuneração, retenção e demissão de nosso auditor independente bem como monitorar a independência e o desempenho de nossos auditores independentes, e a integridade do processo de auditoria como um todo;

- revisar nossas demonstrações contábeis, divulgações financeiras e a eficácia de nossos controles internos, nos relatórios financeiros através de consulta com os auditores internos e independentes antes de suas análises por nosso Conselho de Administração, monitorando a conformidade com a legislação e as regras de mercado.

- monitorar e obter a garantia de nossa administração de que os riscos financeiros estão adequadamente mitigados ou abordados dentro da organização, e que nosso controle interno sobre os sistemas de relatórios financeiros são concebidos e implementados para fornecer garantia razoável concernentes à confiabilidade de nossos relatórios financeiros e à preparação das demonstrações contábeis consolidadas;

- auxiliar na resolução de conflitos entre a administração e o auditor independente no que se refere às nossas demonstrações contábeis;

- conduzir, pelo menos, uma vez por ano, uma revisão anual das transações com partes relacionadas; e

- estabelecer e revisar os procedimentos para a recepção, retenção e tratamento das reclamações relativas à contabilidade, controle interno e assuntos da auditoria, incluindo os procedimentos para apresentações confidenciais e anônimas das preocupações concernentes aos assuntos de contabilidade ou auditoria, bem como o tratamento de quaisquer reclamações.

Os membros atuais de nosso Comitê de Auditoria são Walter Mendes de Oliveira Filho, Jerônimo Antunes e Francisco Petros Oliveira Lima Papathanasiadis. Todos os membros de nosso Comitê de Auditoria satisfazem aos requisitos definidos na Regra 10A-3 da Lei de Mercado de Capitais.

Outros Comitês

Desde 01 de julho de 2015, nosso Conselho de Administração conta com um total de quatro comitês de assessoramento estatutário:

- 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. Os membros atuais de nosso Comitê de Remuneração e Sucessão são Francisco Petros Oliveira Lima Papathanasiadis, Jerônimo Antunes e Walter Mendes de Oliveira Filho;

- 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. Os membros atuais de nosso Comitê de Segurança, Meio Ambiente e Saúde são Deyvid Souza Bacelar da Silva, Segen Farid Estefen e Júlio César Maciel Ramundo;

- O Comitê Financeiro, responsável por assessorar nosso Conselho de Administração com respeito aos riscos e estratégias concernentes à gestão financeira. Os membros atuais de nosso Comitê Financeiro são Roberto da Cunha Castello Branco, Guilherme Affonso Ferreira, João Victor Issler e Júlio César Maciel Ramundo; e

- Comitê Estratégico, responsável por assessorar nosso Conselho de Administração com respeito ao nosso plano estratégico, plano de negócios e outras orientações relacionadas com a nossa estratégia. Os membros atuais de nosso Comitê Estratégico são Segen Farid Estefen, Luciano Galvão Coutinho, Guilherme Affonso Ferreira e Gustavo Rocha Gatass.

Também, 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— 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 ligado 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 Conselho de Administração e garante o sigilo aos informantes.

Nosso Conselho de Administração aprovou as Políticas e Diretrizes da Petrobras para a Ouvidoria Geral, que é uma etapa importante no alinhamento das práticas da Ouvidoria Geral com outras ouvidorias do sistema Petrobras, contribuindo para a melhoria de nossa governança corporativa. Estas políticas estabelecem um mandato de três anos para o Ouvidor Geral, durante o qual ele não pode ser discricionariamente demitido pela administração, garantindo sua independência na realização de seus deveres.

O Ouvidor Geral também foi apontado por nossa administração como a pessoa responsável pela implementação da Lei de Acesso à Informação (Lei N^{o} 12.527/2011), que regula o direito constitucional da população a ter acesso às informações públicas. A lei determina que todas as informações produzidas ou mantidas sob custódia pelo governo e não classificadas como confidenciais deverão ser disponibilizadas a todos os cidadãos. A este respeito, a Ouvidoria Geral 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 nosso Conselho de Administração. Também faz recomendações e fornece orientação para as unidades de negócio da Petrobras no que diz respeito à aplicação da lei.

O Ouvidor Geral, juntamente com a Comissão de Ética da Petrobras, também é responsável pela implementação da Lei de Conflito de Interesse do Funcionalismo Público Federal (Lei No. 12.813/2013) dentro da Petrobras. A lei regula as circunstâncias nas quais um conflito pode surgir entre o interesse público e os interesses de determinados funcionários atuais e antigos do governo federal brasileiro, que inclui a Petrobras, e estabelece restrições subsequentes sobre as atividades realizadas por tais pessoas.

As responsabilidades da Ouvidoria Geral incluem tarefas como a recepção e análise das demandas de nossos empregados 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 empregados a se envolverem em determinadas atividades, bem como informar aos empregados sobre como prevenir ou evitar conflitos.

Em maio de 2015, nosso Conselho de Administração aprovou um Canal de Denúncias unificado aplicável para todas as unidades da Petrobras e todas as subsidiárias da Petrobras. Este canal, que começou a operar em novembro de 2015 e, é supervisionado pelo Ouvidor Geral, está encarregado de registrar fraudes formais e relatos das alegações de corrupção. Nosso Conselho de Administração também aprovou a contratação de uma empresa independente, responsável por receber todas as reclamações registradas através do Canal de Denúncias. Maiores informações sobre nosso programa de Denúncias estão disponíveis em https://contatoseguro.com.br/petrobras.

Em novembro de 2015, nosso Conselho de Administração aprovou a nomeação de Mário Vinícius Claussen Spinelli como nosso Ouvidor Geral. O Sr. Spinelli é bacharel em engenharia civil e matemática, bem como

mestre em administração pública. Ele também está concluindo um doutorado em administração pública e governamental na Fundação Getúlio Vargas. O Sr. Spinelle é um servidor federal licenciado do CGDU, onde atuou em várias posições, incluindo a de Secretário para Informações Estratégicas e Prevenção de Corrupção. De janeiro de 2015 a novembro de 2015, ele trabalhou como Controlador Geral para o Estado de Minas Gerais, de janeiro de 2013 a janeiro de 2015, o Sr. Spinelli foi Controlador Geral do município de São Paulo, onde era responsável por recrutar o Ouvidor Geral do município e, de maio de 2010 a janeiro de 2013, foi membro do Controle de Atividades Financeiras – COAF.

Empregados e Relações Trabalhistas

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

A tabela abaixo mostra o quantitavito de empregados nos últimos três anos:

	Em 31 de dezembro de		
	2015	**2014**	**2013**
Empregados da Petrobras:			
Controladora	56.874	58.618	62.692
Subsidiárias	14.740	15.293	15.903
Exterior	6.856	6.997	7.516
Total Sistema Petrobras	**78.470**	**80.908**	**86.111**
Controladora por região:			
Sudeste do Brasil	40.326	41.207	43.309
Nordeste do Brasil	12.344	12.818	14.651
Outros locais	4.205	4.593	4.732
Total da Controladora	**56.874**	**58.618**	**62.692**

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

	2015	**2014**	**2013**
		(US$ milhões)	
Salários	5.723,5	8.001,4	8.184,1
Treinamento dos empregados	92,8	155,1	196,1
Distribuição de lucros	-	444	520

Mantemos relações com uma federação e 17 sindicatos de trabalhadores da área de petróleo no Brasil. Aproximadamente 45% de nossos funcionários são sindicalizados. Anualmente, negociamos acordos coletivos, que são compostos de cláusulas sociais (relativas às condições de trabalho e de segurança e aos benefícios gerais, entre outros assuntos), que são válidos por dois anos, e cláusulas econômicas válidas por um ano. Em 2015, os sindicatos dos trabalhadores de petróleo organizaram uma série de protestos, culminando em uma greve que durou 27 dias, que impactou nossos níveis de produção em novembro de 2015. Esta greve aconteceu durante as negociações sobre temas sociais do acordo coletivo para 2015-2017. Até o fim de 2015, concluímos as negociações sobre as cláusulas econômicas dos acordos coletivos, e os empregados receberam um aumento de 9,53% nos salários mais benefícios, refletindo um ajuste inflacionário desde 01 de setembro de 2015, conforme medido pelo IPCA. Os temas sociais de nossos acordos coletivos não foram alterados.

Iniciativas de Transferência de Conhecimento

Nós desenvolvemos práticas corporativas de gestão do conhecimento, tais como Programa de Mentor 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 Estratégico, 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 número de nosso pessoal às nossas necessidades de negócios, (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 Seguridade Social 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. A partir do lançamento do programa, até dezembro de 2015, 6.554 funcionários aposentaram-se por meio do programa. Ver Nota 22.8 de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas para obter mais informações sobre o nosso Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário em 2014.

Em abril de 2016, anunciamos um novo programa de incentivo à demissão voluntária, o ("PIDV 2016"), aberto a todos os nossos empregados, e desenhado para ajustar o tamanho de nossa força de trabalho do nosso Plano de 2015-2019, aumentando a produtividade e nos agregando valor. O PIDV 2016 foi desenvolvido com base na premissa de preservação de um número suficiente de funcionários para garantir a continuidade regular de nossas operações, enquanto ajustamos o tamanho de nossa força de trabalho em todos os seguimentos de trabalho. Estimamos que aproximadamente 12.000 empregados vão aderir ao PIDV 2016, e sua implementação irá custar cerca de R$4,4 bilhões, enquanto gera uma economia de custo esperada de R$ 33 bilhões para o período de 2016-2020. Nossos resultados das operações em 2016 serão impactados de maneira negativa, proporcionalmente à adesão de nossa força de trabalho para ao PIDV 2016. O custo efetivo para a implementação do PIDV 2016 e o resultado exato desta medida de redução de custo dependerá de diversas variáveis.

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. Entre 2013 e 2015, 1.866 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 96,86% de nossos empregados. O principal objetivo de nossos planos de aposentadoria é complementar os benefícios da previdência social de nossos empregados. Os empregados, como participantes do plano fazem contribuições obrigatórias mensais. Nossa política histórica de provisão de recursos consiste em fazer contribuições mensais para o plano nos valores

determinados pela regulamentaçao dos fundos de pensão e as respectivas 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 atuariais e planos de saúde para 2015, 2014 e 2013:

	2015	2014	2013
		(em milhões de US$)	
Total de benefícios pagos – pensão e planos de saúde.....	1.569	1.647	1.535
Total de contribuições – pensão e planos de saúde (1).....	651	812	825
Passivos atuariais(2).....	12.850	17.287	12.573

(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 relevantes 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 Instituto Nacional de Seguridade Social.

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 as obrigações atuariais relacionadas são registradas 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.

Mantemos um plano de assistência médica (AMS), que oferece benefícios médicos e cobre todos os empregados (ativos e aponsentados), além de seus dependentes. Administramos o plano com a contribuição dos empregados de 25% 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 dos 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.

Em 2015, as contribuições pagas pela Petrobras e suas subsidiárias (patrocinadores) para os planos de pensão e saúde com características de benefício definido somou US$549 milhões e contribuições pagas para a parte variável de nosso plano de pensão Petros 2 somou USS222 milhões.

Para mais informações sobre os riscos relacionados com o Plano Petros, vide Item 3. “Informações Principais - Fatores de risco - Riscos Relacionados às Nossas Operações - Nosso compromisso em cumprir as obrigações do nosso plano de pensão (Petros) e benefícios de saúde (AMS) pode ser maior do que o que está previsto e podemos ser obrigados a fazer aportes adicionais de recursos ao Petros.” Veja também notas 4.16, 5.3

e 22 de nossas demonstrações contábeis 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 31 de março de 2016, havia 1.414.514.216 ações ordinárias e 1.363.042.328 ações preferenciais em circulação representadas por ADRs. A proporção de nossas ações ordinárias e preferenciais com ADRs é de duas ações para cada ADR. 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. Exceto para o aumento de nosso capital social, nos últimos três anos fiscais, no montante de aproximadamente R$ 21 milhões devido à absorção de uma parte de nossas reservas de incentivos fiscais em nosso capital social. Ver Anexo 1.1 para obter cópia de nosso estatuto social.

Em 31 de março de 2016, aproximadamente, 24,33% de nossas ações preferenciais e aproximadamente 19,01% de nossas ações ordinárias foram detidas oficialmente nos Estados Unidos, diretamente ou na forma de ADSs.

Nos termos da Lei das Sociedades por Ações do Brasil, 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 31 de março de 2016, 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	13.495.005	0,18	354.865.025	6,33	368.360.030	2,82
Outras entidades brasileiras do setor público	2.315.636	0,03	667.914	0,01	2.983.550	0,02
Todos os membros do Conselho de Administração (titulares e suplentes), diretores executivos e membros do Conselho Fiscal (titulares e suplentes) (30 pessoas no total)	5.991	0,00	38.244	0,00	44.235	0,00
Outros	2.940.263.608	39,51	3.743.525.881	66,82	6.683.789.489	51,24
Total	7.442.454.142	100,00	5.602.042.788	100,00	13.044.496.930	100,00

Transações com Partes Relacionadas

Temos uma política para as transações com partes relacionadas, que estabelece orientações gerais para nosso envolvimento em transações com partes relacionadas. Esta política procura, entre outras metas, garantir que todas as transações envolvendo as partes relacionadas sejam celebradas com base no princípio de plena concorrência, salvaguardando nossos interesses e os interesses das partes interessadas, e garantindo a transparência na divulgação das informações sobre essas transações. As transações com as partes relacionadas

realizadas por nós são revisadas pelo comitê de auditoria de nosso Conselho de Administração pelo menos uma vez por ano.

Para informações adicionais concernentes às nossas transações principais com as partes relacionadas, vide Nota 19 para as nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas.

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$ 16.990 milhões em 31 de dezembro de 2015. Consulte a Nota 19.1 das nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas.

Em 31 de dezembro de 2015, tínhamos contas a receber (Conta de Petróleo e Álcool) do governo federal brasileiro, nosso acionista controlador, no valor de US$ 219 milhões. Para mais informações, ver Nota 19.2 de nossas demonstrações contábeis 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 2015, o valor desses títulos e valores mobiliários que foram diretamente adquiridos e mantidos por nós totalizou US$ 1.115 milhão.

Subsidiárias da Eletrobras

Em 2015, nós reconhecemos uma provisão para créditos de liquidação duvidosa de US$ 2.060 milhões (em comparação com US$ 1.948 milhão em 2014) 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 contábeis consolidadas auditadas.

Item 8. Informações Financeiras

Demonstrações Consolidadas e Outras Informações Financeiras

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

Processos Judiciais

Atualmente, a companhia é parte em diversos processos de naturezas cível, administrativa, tributária, trabalhista, ambiental e societária decorrentes do curso normal de nossos negócios. Tais processos envolvem pedidos de quantias monetárias substanciais e outros meios de reparação. Diversos litígios individuais respondem por uma parte significativa do valor total das demandas ajuizadas contra a companhia. Nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas incluem apenas provisões para perdas e despesas prováveis, razoavelmente estimáveis, que podemos incorrer no âmbito de processos pendentes. Os processos relevantes estão descritos na Nota 30 das nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas incluídas neste relatório anual, e tal descrição é incorporada por referência neste item.

Entre 8 de dezembro de 2014 e 7 de janeiro de 2015, cinco ações coletivas (*class actions*) foram propostas contra a companhia na Corte Federal do Distrito Sul de Nova Iorque, nos Estados Unidos (United States District Court for the Southern District of New York) . Estas ações foram consolidadas em 17 de fevereiro de 2015 ("Ação Coletiva Consolidada"). A Corte 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 investidores que: (i) adquiriram valores mobiliários da Petrobras negociados na Bolsa de Nova Iorque ou por meio de outras transações ocorridas nos Estados Unidos da América entre 22 de janeiro de 2010 e 19 de março de 2015 (o "Período da Classe") e que sofreram perdas; (ii) adquiriram certos títulos de dívidas emitidos por subsidiárias financeiras da Petrobras ("*Notes")* emitidos em 2012, de acordo com o registro da Petrobras para emissão de valores mobiliários no mercado americano atualizado em 2009, ou *as Notes* emitidas em 2013 ou as *Notes* emitidas em 2014, de acordo com o registro da Petrobras para emissão de valores mobiliários no mercado americano atualizado em 2012, dentro do Período da Classe e que sofreram perdas; e (iii) adquiriram valores mobiliários da Petrobras no Brasil durante o período da Classe e que também adquiriram valores mobiliários da Petrobras negociados na Bolsa de Nova Iorque ou por meio de outras transações ocorridas nos Estados Unidos da América no mesmo período.

O autor líder da ação coletiva consolidada alega que a companhia, através de fatos relevantes, comunicados 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, em função de denúncias de alegada corrupção supostamente relacionadas com determinados contratos, o que teria alegadamente elevado artificialmente o preço dos valores mobiliários da Petrobras.

Em 17 de abril de 2015, a Petrobras, PGF e os bancos subscritores de ofertas públicas de títulos ("Bancos Subscritores") apresentaram defesa requerendo a extinção sumária do processo *("Motion to Dismiss")*.

Em 9 de julho de 2015, o Juiz emitiu decisão sobre a *Motion to Dismiss*, acolhendo parcialmente os argumentos da companhia. O Juiz reconheceu, dentre outros pontos, que os pleitos relacionados à emissão de certos títulos de dívida realizada nos EUA em 2012 com base no Securities Act de 1933 estão prescritos e que os pleitos relativos aos valores mobiliários adquiridos no Brasil estão sujeitos à resolução por arbitragem, conforme previsto no nosso Estatuto Social. O Juiz rejeitou os outros argumentos apresentados na *Motion to Dismiss* e, com base nesta decisão, a Ação Coletiva Consolidada prosseguiu quanto aos demais pleitos.

Conforme autorizado pelo Juiz, uma segunda petição inicial consolidada foi apresentada em 16 de julho de 2015, uma terceira petição inicial consolidada foi apresentada em 1º de setembro de 2015, que, entre outras coisas, estendeu o "Período da Classe" para encerrar em 28 de julho de 2015 e adicionou à Petrobras America, Inc. ("PAI") como ré, e uma quarta petição inicial consolidada foi apresentada em 30 de novembro de 2015. Essa última

foi apresentada pelo autor líder USS e três outros autores (Union Asset Management Holding AG; Employees' Retirement System of the State of Hawaii; e North Carolina Department of State Treasurer), contendo os pleitos da Petição Inicial Consolidada que não foram rejeitados ou que o Juiz autorizou fossem reformulados em sua decisão de 9 de julho de 2015.

Em 7 de dezembro de 2015, a Petrobras, PGF, Petrobras America, Inc. e os Bancos Subscritores apresentaram *Motion to Dismiss* contra a petição consolidada.

Em 20 de dezembro de 2015, o Juiz emitiu decisão sobre essa Motion to Dismiss, acolhendo parcialmente os argumentos da companhia. Dentre outras decisões, o Juiz rejeitou os pleitos dos autores da petição consolidada baseados na aquisição de títulos emitidos pela PGF quando não conseguiram provar que foram adquiridos em transações ocorridas nos EUA. O Juiz também rejeitou pleitos baseados na Securities Act de 1933 em relação a certas aquisições quando os autores não conseguiram demonstrar que se basearam nas informações divulgadas pela Petrobras. Já que outros argumentos da Motion to Dismiss foram rejeitados, a Ação Coletiva Consolidada continuará quanto aos demais pleitos.

Em 15 de outubro de 2015, os autores apresentaram uma petição requerendo a certificação de classe para a Ação Coletiva Consolidada e, em 6 de novembro de 2015, a Petrobras, PGF, PAI e os Bancos Subscritores apresentaram petição impugnando tal requerimento. Em 2 de fevereiro de 2016, o Juiz acolheu a petição para certificação de classe, determinando que os representantes da classe de investidores cujos pleitos se baseiam no Securities Act serão os autores Employees' Retirement System of the State of Hawaii e North Carolina Department of State Treasurer e o representante da classe dos investidores cujos pleitos se baseiam no Exchange Act será o autor Universities Superannuation Scheme Limited.

Adicionalmente à Ação Coletiva Consolidada, até a presente data, vinte e nove ações (duas delas suspensas) foram propostas por investidores individuais perante a mesma Corte Federal para o Distrito Sul de Nova Iorque nos Estados Unidos (Southern District of New York) e uma ação semelhante foi apresentada por investidores individuais no Distrito Leste da Pensilvânia, com alegações similares àquelas apresentadas na ação coletiva. Em 21 de agosto de 2015, a Petrobras, a PGF e os Bancos subscritores de ofertas públicas de títulos da PGF apresentaram Motion to Dismiss contra algumas ações individuais e, em 15 de outubro de 2015, o Juiz acolheu parcialmente essa defesa. O Juiz reconheceu, dentre outros pontos, a prescrição de certos pleitos baseados no Exchange Act, no Securities Act, e em legislações estaduais. O Juiz rejeitou os outros argumentos apresentados na Motion to Dismiss e, com base nesta decisão, essas ações terão seguimento.

Em 31 de outubro de 2015, o Juiz determinou que a Ação Coletiva Consolidada e as ações individuais serão resolvidas em um único julgamento que deverá durar no máximo oito semanas. Em 5 de novembro de 2015, o Juiz determinou que a audiência de julgamento começará no dia 19 de setembro de 2016 e, em 18 de novembro de 2015, o Juiz determinou que qualquer ação individual apresentada após 31 de dezembro de 2015 será suspensa para todos os efeitos até o encerramento do julgamento marcado.

Essas ações estão em estágio preliminar e envolvem questões bastante complexas, sujeitas a incertezas substanciais e que dependem de fatores como: ineditismo de teses jurídicas, o ritmo do procedimento probatório (discovery),o cronograma definido pela corte, o tempo das decisões judiciais, a obtenção de provas em poder de terceiros ou oponentes, a decisão da corte em questões chave, análises de peritos e a possibilidade de as partes negociarem de boa-fé um potencial acordo.

Além disso, as pretensões formuladas são amplas, abrangem vários anos e envolvem uma diversidade de atividades e os autores não especificaram o montante do dano pleiteado na ação coletiva consolidada e nas ações individuais.

As incertezas inerentes a todas estas questões afetam o montante e o tempo da decisão final destas ações. Como resultado, a companhia não é capaz de produzir uma estimativa confiável da potencial perda nesses litígios.

A depender do desfecho do caso, a companhia poderá ter que pagar valores substanciais, os quais poderiam ter um efeito material adverso em sua condição financeira, nos seus resultados consolidados ou no seu fluxo de caixa consolidado em um determinado período.A companhia contratou um escritório de advocacia norte-americano especializado e irá se defender firmemente em relação às alegações feitas nessas ações.

Em 23 de fevereiro de 2016, o gestor de investimentos EIG Management Company ("EIG") e os fundos administrados pela EIG ajuizaram uma ação contendo alegações de fraude, cumplicidade para fraude e conluio, alegando, entre outras coisas, que a companhia aparentemente induziu os autores a investirem na Sete Brasil Participações S.A. ("Sete") através de memorandos, apresentações e outras comunicações que falharam em revelar o suposto esquema de corrupção em que a companhia e a Sete estavam alegadamente envolvidas e que o investimento do autor na Sete supostamente permitiu que a Petrobras perpetuasse e expandisse o esquema de corrupção em detrimento dos autores.

Investigações Realizadas pelas Autoridades

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 nossa companhia e nossos empregados a sanções penais e ações cíveis". Adicionalmente, o Ministério Público do Estado de São Paulo iniciou recentemente um processo civil administrativo a fim de investigar a existência de potenciais danos causados por nós em nossas ações listadas na bolsa de valores brasileira, resultante do impacto causado pelas descobertas identificadas na investigação da Lava Jato.

Investigação Lava Jato

A investigação começou em 2009 pela polícia federal brasileira, visando às organizações criminosas envolvidas com lavagem de dinheiro em vários estados brasileiros. A investigação da Lava Jato é extremamente ampla e compreende diversas investigações em várias práticas criminosas focando em crimes cometidos por indivíduos e setores da economia brasileira em diferentes partes do país. Com seu início em 2014, o Ministério Público Federal Brasileiro direcionou parte de sua investigação para as irregularidades envolvendo nossos contratados e fornecedores, e descobriu um esquema de pagamento que envolvia um vasto leque de participantes, incluindo ex-empregados da Petrobras. Para mais informações sobre a investigação Lava Jato e seus impactos sobre a companhia, consulte a Nota 3 de nossas demonstrações contábeis 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.

Desde a data do arquivamento de nosso último relatório anual, estabelecemos novas comissões internas para avaliar as transações passadas, incluindo aquelas concernentes ao mencionado nos relatórios da imprensa, incluindo:

- Uma comissão formada em 22 de julho de 2015, a fim de avaliar o processo de contratação para o arrendamento do Prédio Torre Almirante;

- Uma comissão formada em 31 de julho de 2015 para avaliar possíveis irregularidades em relação à aquisição da refinaria Okinawa;

- Uma comissão formada em 06 de agosto de 2015, a fim de avaliar possíveis pagamentos indevidos e atos ilícitos com respeito à contratação da Saipem S/A;

- Uma comissão formada em 15 de setembro de 2015, a fim de avaliar a possível existência de pagamentos indevidos dos prestadores de serviço Personal Service e Hope para certos gerentes da Petrobras;

- Uma comissão formada em 03 de dezembro de 2015 para avaliar e auditar as possíveis irregularidades nos processos de licitação e de contratação para as sondas e plataformas com as companhias do Grupo Schahin;

- Uma comissão formada em 15 de dezembro de 2015 para avaliar, investigar e auditar possíveis irregularidades no estabelecimento do Projeto Sondas e nos acordos entre os membros do Grupo Sete Brasil e Petrobras ou da Petrobras Netherlands B.V. - PNBV;

- Uma comissão formada em 07 de janeiro de 2016 para investigar a existência de possíveis irregularidades no processo de negociação de contratos com a SBM Offshore;

- Uma comissão formada em 12 de janeiro de 2016 para investigar a existência de possíveis irregularidades no processo de contratação de um navio sonda com Ensco-5;

- Uma comissão formada em 15 de janeiro de 2016, a fim de investigar a existência de possíveis irregularidades no (i) processo de gestão para a contratação de serviços, (ii) nossas parcerias com entidades governamentais e na (iii) concessão de contribuições de propaganda por nossas unidades no Nordeste; e

- Uma comissão formada em 23 de março de 2016 para avaliar possíveis irregularidades nos acordos executados com a Keppel Fels.

Depois de analisar a documentação processada internamente, o trabalho de cada uma dessas comissões será ou tem sido concluído, e se as descobertas em alguns casos indicarem que certos funcionários antigos ou atuais da Petrobras não cumpriram com nossas políticas internas, tais descobertas serão ou terão sido enviadas para as autoridades brasileiras aplicáveis, conforme o caso, (incluindo o Ministério Público Federal, a Polícia Federal, a CVM e a CGDU) para suas respectivas avaliações. Estas autoridades brasileiras podem tomar medidas legais contra os indivíduos envolvidos, e podemos tomar determinadas ações em conformidade com as leis trabalhistas e políticas aplicáveis aos nossos empregados. Neste contexto, a fim de melhorar nossa governança e nossas práticas de controle interno, também criamos uma Diretoria – Diretoria de Governança, Risco e Conformidade, que é liderado por nosso novo Diretor de Governança, Risco e Conformidade. Vide Item 6. “Conselheiros, Alta Administração e Empregados - Conselheiros e Alta Administração - Diretoria Executiva”.

Independentemente das descobertas de nossas comissões internas, e para mitigar potenciais riscos de futuras não conformidades para com as nossas políticas internas, a Petrobras continuou a desenvolver e implementar diversas medidas, visando à melhoria da governança corporativa, da gestão de processos, gestão de risco e controles, incluindo aquelas relacionadas com fraude e corrupção, tal como procedimentos de diligência da integridade de nossos fornecedores e nosso Programa de Prevenção da Corrupção, entre outros. Vide Item 16B. “Código de Ética.”

Distribuição de Dividendos

A tabela abaixo descreve o valor pago nos últimos três anos aos nossos acionistas, na forma de dividendos e Juros sobre Capital Próprio.

	Para o Exercício Findo em 31 de dezembro de		
	2015	2014	2013
		(US$ milhões)	
Total de valores pagos	-	3.918	2.656

Nosso Conselho de Administração propôs a não distribuição de dividendos em 2016 e 2015 para lucros acumulados nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014, porque reportamos um prejuízo nesses exercícios. Veja a Nota 23.5 de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas.

Para obter informações sobre requisitos de distribuição de dividendos nos termos da Lei das Sociedades por Ações do Brasil 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 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		Dólar norte-americano por ADSs Ordinárias		Dólar norte-americano por ADSs Preferenciais	
	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa
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
2014	23,29	8,52	24,56	9,18	20,65	6,26	21,86	6,66
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
Quarto trimestre	20,75	8,52	22,13	9,18	17,27	6,26	18,44	6,66
2015								
Primeiro trimestre	9,95	8,04	10,25	8,18	7,65	5,01	7,97	5,10
Segundo trimestre	15,66	10,08	14,38	10,21	10,19	6,35	9,38	6,41
Terceiro trimestre	13,64	7,67	12,30	6,44	8,83	3,72	7,93	3,13
setembro 2015	10,24	7,67	8,82	6,44	5,50	3,72	4,69	3,13
Quarto trimestre	10,75	8,31	8,80	6,64	5,68	4,11	4,68	3,29
outubro 2015	10,75	8,37	8,80	7,02	5,68	4,17	4,68	3,52
novembro 2015	10,56	8,78	8,50	7,27	5,57	4,57	4,53	3,76
dezembro 2015	9,80	8,31	7,98	6,64	5,09	4,11	4,18	3,29
2016								
Primeiro trimestre	10,70	5,91	8,49	4,20	5,86	2,90	4,63	1,99
Janeiro 2016	8,67	5,93	6,87	4,20	4,26	2,92	3,37	1,99
Fevereiro 2016	7,41	5,91	5,14	4,23	3,68	2,90	2,53	2,06
Março 2016	10,70	7,57	8,49	5,31	5,86	3,79	4,63	2,69

A BMF&BOVESPA

Em 31 de dezembro de 2015, as ações ordinárias e preferências da Petrobras representaram 5,3% do total da capitalização de mercado da BMF&BOVESPA e a Petrobras foi a companhia mais negociada na BM&FBOVESPA. Em 31 de dezembro de 2015, a capitalização de mercado total das 359 empresas listadas na BMF&BOVESPA era de aproximadamente US$490 bilhões e as dez maiores empresas representavam aproximadamente 51,5% 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 restritas 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 restritas, 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 companhia 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 emitido e um breve resumo de algumas cláusulas importantes de nosso estatuto social e Lei das Sociedades por Ações. Esta descrição não pretende ser completa e está qualificada por referência a nosso estatuto social (com tradução em Inglês registrada junto à SEC) e à Lei das Sociedades por Ações. 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 cidadãos brasileiros 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, diretores executivos e membros do nosso conselho fiscal. O Conselho de Administração aloca 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 geral anual 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 do Brasil 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 do Brasil, 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 juros sobre 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, reserva de 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 juros sobre capital próprio.

Como uma companhia brasileira com uma classe de ações sem direito de voto e de acordo com nosso estatuto social, 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 ações 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 do Brasil e pelo nosso estatuto 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 contábeis 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 após considerar quaisquer deduções 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 do Brasil 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 contábeis 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 de Acionistas, nossos acionistas têm poderes para deliberar sobre quaisquer questões referentes ao nosso objeto social e aprovar quaisquer deliberações que considerarem necessárias para a nossa proteção e desenvolvimento, exceto alguns poderes exclusivos dos nossos outros órgãos deliberativos.

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 30 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. 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 do Brasil 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, exceto (i) pelo direito de nomear um membro de nosso Conselho de Administração e um membro de nosso Conselho Fiscal, e (ii) em poucas circunstâncias relacionadas às ações preferenciais quando negativamente afetadas (tal como discutido mais adiante), nossas ações preferenciais não conferem direito a voto.

Os detentores de ações ordinárias, que votem nas assembleias gerais de acionistas, 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 (e seus respectivos suplentes), 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 (e seus respectivos suplentes);
- receber as demonstrações contábeis anuais elaboradas pela nossa administração e aceitar ou rejeitar as demonstrações contábeis 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 contra prestação pela emissão do capital social;
- aprovar deliberações para aprovar reestruturações societárias, tais como fusões e cisões;
- 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;
- 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;
- cisão de uma parte da nossa companhia, sujeita às condições estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações do Brasil; e
- 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.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações do Brasil, 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 contábeis 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 das Sociedades por Ações do Brasil, os seguintes atos deverão ser submetidos à aprovação ou ratificação 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 decisões em nossa transformação em outro tipo de companhia irão necessitar de um termo aditivo prévio da Lei das Sociedades por Ações do Brasil e da Lei Federal 9.478/1997.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações do Brasil, os acionistas minoritários 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 também têm o direito de nomear e/ou destituir um membro para nosso Conselho de Administração e nomear ou destituir um membro para ou de nosso Conselho Fiscal (e seu respectivo suplente).

Os acionistas preferenciais que detenham, isoladamente ou em grupo, 10% da totalidade do nosso capital social também 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 (e seu respectivo suplente).

Além disso, e segundo os termos da Lei 12.353, nossos empregados têm direito a indicar um membro de nosso Conselho de Administração (e seu respectivo suplente) de acordo com um procedimento de voto separado.

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 das Sociedades por Ações, 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 emitidas recentemente. 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 emitidas recentemente. 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, 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 e ações preferenciais podem exercer o direito de retirada, caso fique decidido:

- fundir-se com outra empresa ou consolidar-se com outra empresa, desde que sejam respeitadas certas condições estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações do Brasil; ou

- participar em grupo de sociedades centralizado, definido conforme a Lei das Sociedades por Ações do Brasil, desde que sejam respeitadas certas 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, desde que sejam respeitadas certas 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, desde que sejam respeitadas certas condições estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações do Brasil; ou

- adquirir o controle de outra sociedade, cujo preço exceda os limites estabelecidos na Lei das Sociedades por Ações do Brasil, desde que sejam respeitadas certas 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), 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.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações do Brasil, 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 das Sociedades por Ações do Brasil, 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 das Sociedades por Ações;

- 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 das Sociedades por Ações.

Liquidação

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações do Brasil, 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 Central Depositária de Ativos e de Registro de Operações do Mercado ou Central Depositária. As ações serão adicionadas ao sistema da Central Depositária por meio de instituições brasileiras que possuam contas de compensação junto à Central Depositária. Nosso livro de registro de acionistas indica quais de nossas ações estão listadas no sistema da Central Depositária. Cada acionista participante, por sua vez, é registrado em um registro de acionistas beneficiários mantido pela Central Depositária 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 e da CVM ou de qualquer outra legislação de mercados de capitais, inclusive as disposições de qualquer contrato celebrado por nossa companhia 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.

Em consonância com a Lei Nº. 9.307/1996, entidades integrantes da administração pública direta e indireta, tal como nós e nossos acionistas majoritários, podem usar da arbitragem como um mecanismo de resolução de disputa somente para casos que envolvam direitos econômicos negociáveis. Consequentemente, tais entidades não podem apresentar nenhum direito não negociável à arbitragem (*direitos indisponíveis*), tais como aqueles considerados relacionados com o interesse público. Desta forma, as decisões do governo federal do Brasil exercidas por meio do voto na assembleia geral de acionistas, se baseado em ou relacionado com o interesse público, não serão sujeitas aos processos de arbitragem.

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 contábeis 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 programa 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 (i) os acionistas majoritários diretos ou indiretos, (ii) os acionistas que elegeram membros de nosso Conselho de Administração ou de nosso conselho fiscal, bem como (iii) toda pessoa ou grupo de pessoas que representam o mesmo interesse, em cada caso, que tenha adquirido direta ou

indiretamente, ou vendido uma participação que excede (seja para cima ou para baixo) o limite de 5%, ou qualquer múltiplo do mesmo, do número total de ações de qualquer tipo ou classe, deve divulgar sua titularidade da ação ou desinvestimento, imediatamente após o evento, para o CVM e a BM&FBovespa.

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 do petróleo à época e custos da indústria.

Usamos parte dos lucros da oferta global de ações 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	Preço	Valor
	(milhões de boe)	(US$/boe)	(US$)
Bloco 1			
Florim (agora Itapu)	467	9,0094	4.207.389.800
Bloco 2			
Franco (agora Búzios)	3.058	9,0400	27.644.320.000
Bloco 3			
Guará Sul (agora Sapinhoa Sul)	319	7,9427	2.533.721.300
Bloco 4			
Área ao redor de Iara (agora Atapu, Berbigão Norte, Berbigão Sul, Sururu Norte e Sururu Sul)	600	5,8157	3.489.420.000
Bloco 5			
Tupi Sul (agora Lula Sul)	128	7,8531	1.005.196.800
Bloco 6			
Tupi Nordeste (agora Sepia)	428	8,5357	3.653.279.600
Bloco 7 (Bloco contingente)			
Peroba	—	—	—
Valor Inicial 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 revisto do contrato (resultante do processo de revisão) e o preço inicial do contrato; ou (ii) uma redução no volume de produção máxima de cinco bnbbl 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 revisto e o valor inicial do contrato. Em ambos os casos, a diferença entre o preço do contrato revisto 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 atualizada 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 parâmetros (inclusive aqueles pendentes de negociações), o seguinte será considerado no processo de revisão:

- Data de Referência: 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 blocos. 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 nossas 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 = ∑ 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 incidentes serão os impostos brasileiros sobre os 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, esses 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. 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 cenários: (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 acima).

Assim que a realocação estiver concluída, o número de barris de óleo equivalente a ser produzido no novo bloco será igual ao produto 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 atualizado 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 atualizado 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 irá determinar o prazo para a execução de um acordo de unitização pelas partes. Se a área adjacente não é autorizada (p.ex., não garantida para as atividades E&P para qualquer outra parte), o governo federal do Brasil, representado pelo PPSA ou pelo ANP, deve negociar conosco.

Se as partes são incapazes de chegar a um acordo dentro de um prazo estabelecido pelo ANP, a agência irá determinar os termos e as obrigações relacionadas à unitização, com base em um relatório de um especialista; e também notificará a nós e aos terceiros de tal determinação, ou ao representante do governo federal brasileiro tal como aplicável. Até o acordo de unitização ser aprovado pela ANP, as operações para o desenvolvimento e produção do reservatório devem permanecer suspensas, salvo se autorizado pela ANP. A recusa de qualquer parte em executar o acordo de unitização resultará no retorno obrigatório para o governo federal brasileiro da área sujeita ao processo de unitização.

Foram identificadas e notificadas à ANP extensões para áreas adjacentes em três de seis blocos do Acordo de Cessão. A APN nos autorizou a continuar com nossas atividades exploratórias e nos instruiu a começar as negociações dos acordos de unitização necessários com as outras concessionárias. Estas negociações estão sendo conduzidas para todos os três blocos, sem impactos sobre a fase de desenvolvimento 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 fluídos, em conformidade com o Contrato de Cessão Onerosa, em atividades de pesquisa e desenvolvimento relativas a questões energéticas e ambientais sendo realizadas em universidades e instituições nacionais de desenvolvimento técnico e de pesquisas, públicas ou privadas, previamente registradas junto à ANP para tal finalidade.

Disposições Gerais

- Não poderemos ceder nossos direitos de acordo com o Contrato de Cessão Onerosa.

- 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 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 poderia estar diretamente envolvida pelo governo federal brasileiro em regime de partilha de produção para produzir o volume de petróleo, gás natural e hidrocarbonetos fluidos em áreas definidas do Contrato de Cessão Onerosa que exceda a produção máxima originalmente acordada para essas áreas definidas no âmbito do Contrato de Cessão Onerosa. Este excesso de produção seria extraído das seguintes áreas definidas 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 em volumes de 9,8 a 15,2 bilhões de boe.

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 definidas do Contrato de Cessão Onerosa. 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 local.

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 pode ser negociada somente após todos os parâmetros para a negociação do processo de revisão do Contrato de Cessão Onerosa seja acordado entre o governo federal brasileiro e nossa companhia. 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 nossa companhia (com uma participação de 40%), Shell (com uma participação de 20%), Total (com uma participação de 20%), CNODC (com uma participação de 10%) e a CNOOC (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$6,6 bilhões dos quais pagamos US$ 2,6 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 41,65%, variando com o preço do barril de petróleo e a produtividade dos poços. O Contrato de Partilha de Produção estabeleceu os preços do petróleo Brent oscilando de US$0.00/bbl para mais de US$160.01/bbl e as taxas de produção de 0 mbbl/d para mais de 24 mbbl/d para fins de determinação da participação média do "óleo lucro" com o governo.

Área Coberta. O bloco de Libra abrange uma área do pré-sal de aproximadamente 1.547,76 km^2 ou 0,4 milhões de acres.

Volume Recuperável Estimado. O bloco de Libra tem um volume recuperável estimado entre 8 e 12 bilhões de boe.

Comitê Operacional. O Consórcio de Libra é administrado por um Comitê Operacional no qual participam a Petrobras, Shell, Total, CNODC, CNOOC e PPSA, e onde a PPSA representa os interesses do governo federal brasileiro. Apesar de a PPSA não investir no bloco de Libra, ela terá 50% dos direitos de voto do Comitê Operacional e também terá um voto de desempate e poderes de veto, conforme estabelecido no Contrato de Partilha de Produção.

Riscos, Custos e Compensação. Todas as atividades de exploração, desenvolvimento e produção nos termos do Contrato de Partilha de Produção serão realizadas por conta e risco próprios dos membros do Consórcio de Libra. Para as descobertas comerciais de petróleo ou gás natural 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 gastos de capital incorridos e os custos 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 suas efetivas realizações) 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 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 irá determinar o prazo para a execução de um acordo de unitização entre as partes. Se a área adjacente não é autorizada (ou seja, não concedida para as atividades de E&P para qualquer parte), o governo federal brasileiro, representado pelo PPSA ou pelo ANP, deverá negociar conosco.

Se as partes são incapazes de chegar a um acordo dentro de um prazo estabelecido pela ANP, a agência irá determinar os termos e as obrigações relacionadas à unitização, baseadas em um relatório de um especialista, e também notificará a nós e aos terceiros de tal determinação, ou ao representante do governo federal brasileiro tal como aplicável. Até o acordo de unitização ser aprovado pela ANP, as operações para o desenvolvimento e produção do reservatório devem permanecer suspensas, salvo se autorizado pela ANP. A recusa de qualquer parte em executar o acordo de unitização resultará na rescisão do Contrato de Partilha de Produção e no retorno para o governo federal brasileiro da área sujeita ao processo de unitização.

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 em cada campo, os membros do Consórcio de Libra (exceto PPSA) serão obrigados 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. Todos os membros do Consórcio de Libra (exceto PPSA) também serão obrigados 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 (exceto PPSA) 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 (exceto PPSA).

- 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 todos os membros do Consórcio de Libra (exceto PPSA) exercer seus direitos de retirada durante a Fase de Exploração; (v) se o Consórcio de Libra não celebrar o contrato de individualização da produção após tais determinações da ANP (cuja rescisão poderá ser total ou parcial) e (vi) qualquer outro fundamento previsto no Contrato de Partilha de Produção.

- Qualquer violação do Contrato de Partilha de Produção ou de quaisquer regulamentações emitidas pela ANP poderá incorrer em sanções e multas impostas pela ANP na parte interessada, de acordo com a legislação aplicável e os termos do Contrato de Partilha de Produção.

- Se alguma violação ao Contrato de Partilha de Produção for considerada pelo governo federal brasileiro como não significativa, intencional ou um resultado de negligência, imprudência ou irresponsabilidade, ou for provado que o consórcio trabalhou diligentemente para sanar tal violação, o governo federal brasileiro pode, ao invés de rescindir o Contrato de Partilha de Produção, propor que o APN aplique as sanções designadas sobre as partes envolvidas.

- Nós e nossos membros consorciados empregaremos nossos melhores esforços para dirimir todas as disputas amigavelmente. Se formos incapazes de fazê-lo, todo membro do consórcio pode apresentar tal disputa ou controvérsia para uma arbitragem *ad hoc*, seguindo as regras estabelecidas pela Comissão das Nações Unidas sobre a Lei de Mercado Internacional (UNICITRAL - *United Nations Commission on International Trade Law*), ou pelo consentimento das partes na participação, para a Câmara Internacional de Comércio, ou a ICC, ou qualquer outra câmara renomada de arbitragem. Se uma disputa envolve somente entidades de administração pública, esta será apresentada para a *Câmara de Conciliação e Arbitragem da Administração Federal*, ou CCAF, da Advocacia Geral da União, ou AGU. No caso de uma disputa envolvendo direitos não-negociáveis, as partes consentiram em apresentar a disputa à Corte Federal em Brasília, Brasil.

- 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 Central Depositária, 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 consultores tributários a respeito das consequências tributárias da aquisição, titularidade e alienação de ações ordinárias ou preferenciais ou de ADSs.

Não existe um acordo de tributação 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 acordo. Porém, não podemos prever se ou quando um acordo 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 depois 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, atualizados 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 aplicado é de 15%, no caso de um detentor não-brasileiro de ADSs ou o titular das ações preferenciais ou ordinárias, 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 Estatuto 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, no parecer 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 no que diz respeito à atualização de distribuição 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;

- Sujeitos a um imposto de renda a uma alíquota de 25%, em caso de ganhos realizados por um detentor residente ou domiciliado não brasileiro em uma Jurisdição de Tributação Favorecida ou uma jurisdição para a qual a Regra de Não Transparência se aplica. Neste caso, uma retenção de imposto de renda a uma alíquota de 0,005% do valor de venda é cobrada sobre a transação que pode ser compensada contra o eventual imposto de renda devido sobre o ganho de capital; 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, 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.

Regras Adicionais Recentes Relacionadas à Tributação de Ganhos

Em 16 de março de 2016, o governo federal do Brasil converteu a Medida Provisória Nº. 692 na Lei Nº. 13.259, que estabelece alíquotas progressivas para o imposto de renda aplicáveis aos ganhos de capital incidentes sobre os ativos dos brasileiros. A Lei Nº. 13.259 fornece novas taxas que oscilam de 15% a 22,5%, dependendo do montante de ganhos reconhecidos pelo brasileiro, como se segue: (i) 15% sobre os ganhos não excedendo R$5.000.000,00; (ii) 17,5% sobre os ganhos que excederam R$5.000.000,00 e não excederam R$10.000.000,00; (iii) 20% sobre os ganhos que excederam R$10.000.000,00 e não excederam R$30.000.000,00; e (iv) 22,5% sobre os ganhos excedentes de R$30.000.000,00. Consoante a Seção 18 da Lei Nº. 9.249/95, o tratamento tributário aplicável aos ganhos de capital por brasileiros também se aplica aos ganhos de capital por residentes não brasileiros (em transações não realizadas na bolsa de valores brasileira ou em mercados de balcão organizados. A Lei Nº. 13.259 estabelece que suas provisões estão em vigor a partir de 01 de janeiro de 2016, mas esperamos que os tribunais brasileiros considerem que esta lei entre em vigor a partir de 01 de janeiro de 2017.

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 n° 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 norte-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 dólar norte-americano do preço médio das ações preferenciais ou ordinárias é determinado com base na média do dólar norte-americano/real pela taxa do mercado 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 CONSEQUENCIAS 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 distribuímos 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 2014 ou 2015. 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 2016. 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 tratados 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.

Relatórios de Informações e Retenção na Fonte de Pagamento de Dividendos

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 será submetido ao registro de informação, e pode ser submetido à

"Retenção na Fonte", salvo se o detentor americano (i) é um recebedor isento, e demonstra este fato quando requerido, ou (ii) fornece em tempo hábil um número de identificação do contribuinte e certifique que nenhuma perda de isenção da retenção na fonte ocorreu e, de outro modo, cumpra com os requisitos aplicáveis das regras de retenção na fonte. A retenção na fonte 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 associados à compra, propriedade e alienação de títulos em uma sociedade holandesa. Estão sujeitos às mudanças respectivas sem prejuízo a nenhum termo aditivo apresentado em uma data posterior e implementado com ou sem efeito retroativo. Esta seção não tem o intuito de descrever todas as possíveis consequências da lei holandesa que podem ser relevantes para um titular em geral ou um titular que recebe ou recebeu algum benefício dos títulos como renda de emprego, considerada renda de emprego ou, de outro modo, como remuneração para o trabalho ou serviços e devem, assim, ser tratadas com precaução adequada.

Para fins dessa seção, "Tributos Holandeses" significarão impostos de qualquer natureza incidentes por ou em favor da Holanda ou de quaisquer subdivisões políticas 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.

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; 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, administrada efetivamente na Holanda ou 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, crédito ou outros direitos, (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, direitos de liquidação 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, ou qualquer subdivisão política ou autoridade tributária da mesma ou respectiva, 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.

Directiva 2014/107 do Conselho da União Europeia

Nos termos da diretiva 2014/107 do Conselho da União Europeia, 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 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.

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 contábeis 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 afetem adversamente o valor de nossos ativos e passivos financeiros, fluxos de caixa futuros e lucros, e consequentemente o aumento dos nossos riscos de liquidez. Tais riscos de liquidez são representados pela possibilidade de uma diminuição de caixa ou outros ativos financeiros, a fim de liquidar nossas obrigações nas datas acordadas.

Nós também estamos expostos ao risco de crédito de clientes e instituições financeiras decorrentes de nossas operações comerciais e gestão de caixa. Esses riscos envolvem a possibilidade do não recebimento da compensação das vendas realizadas e quantias investidas, depositadas ou garantidas por instituições financeiras.

Adotamos as práticas de gestão de risco integrada. Os riscos são considerados em todo processo de tomada de decisão, e nós os gerimos de uma maneira integrada. Desta forma, não focamos nos riscos individuais das operações ou unidades de negócios, mas, ao invés disso, consideramos a amplitude de nossas atividades consolidadas, capturando possíveis *hedges* naturais, onde disponíveis.

Visando melhorias futuras das práticas de governança de gestão de risco, nosso Conselho de Administração estabeleceu uma estrutura organizacional para a gestão de risco composta por (i) um Gerente Executivo para os Riscos Corporativos, que está sob supervisão de nosso Diretor de Governança, Risco e Conformidade, e (ii) unidades para a gestão de risco dentro de cada área de negócios da Petrobras. O Gerente Executivo da Petrobras para os Riscos Corporativos é responsável por:

- identificar, monitorar e reportar periodicamente aos nossos diretores executivos e Conselho de Administração sobre o efeito dos principais riscos dos nossos resultados integrados;

- incentivar a integração e a sinergia das ações de gestão de risco tomadas nas unidades organizacionais, bem como em outros processos de negócios, suporte e gestão;

- estabelecer uma metodologia corporativa para a gestão de risco orientada por uma visão integrada e sistemática, que permita um ambiente de monitoramento contínuo de riscos em vários níveis hierárquicos;

- disseminar o conhecimento na gestão de risco; e

- apoiar os gestores no desenvolvimento e implementação das medidas necessárias para garantir o alinhamento da exposição da Petrobras a níveis aceitáveis de risco.

Em junho de 2015, nosso Conselho de Administração aprovou uma revisão na Política de Gestão de Riscos Empresariais, que especifica as autoridades, responsabilidades, os cinco princípios e as 10 diretrizes que devem nortear nossas iniciativas relacionadas à gestão de risco. Nossa atual Política de Gestão de Riscos Empresariais é totalmente aderente às mundialmente reconhecidas referências metodológicas, tais como COSO-ERM (Comitê das Organizações Patrocinadoras da Comissão Treadway - Gerenciamento de Riscos Corporativos – Estrutura Integrada) e a ISO 31000. Além disso, elas estão de acordo com as orientações fornecidas pelo Guia para a Gestão de Riscos Corporativos emitidas pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa - IBGC.

Essa política tem uma abordagem mais abrangente para a gestão de risco corporativo, que combina a abordagem de gestão de risco econômico e financeiro tradicional com outras áreas relevantes de interesse, tais como a proteção a vida, saúde e meio ambiente, proteção de informação de ativos e negócios (segurança de propriedade) e combate à fraude e à corrupção (conformidade legal), entre outros riscos corporativos. Visando a integração das ações de gestão de risco, esta política permite que todo empregado tenha acesso aos termos e conceitos comuns ao assunto, bem como as medidas tomadas e as partes responsáveis pela gestão de cada um dos 21 riscos corporativos aos quais estamos expostos. Estes riscos corporativos são classificados em cinco categorias: estratégicos, financeiros, conformidades, negócios e operacionais. Para mais informações com respeito à nossa Política de Gestão de Riscos Empresariais revisada encontra-se disponível em nosso website em http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/governanca-corporativa/instrumentos-de-governanca/politica-de-gestao-de-riscos-empresariais-da-petrobras.

Riscos nos Preços de Commodity

Operamos de uma maneira integrada por meio de várias etapas da indústria petrolífera. Uma grande parte de nossos resultados está relacionada diretamente com a exploração e a produção de petróleo, refino e venda de gás natural, biocombustíveis e eletricidade no Brasil. Como nossas compras e vendas de petróleo bruto e produtos derivados de petróleo são relacionadas com os preços de commodity internacional, estamos expostos às flutuações de preço, o que pode influenciar nossa rentabilidade, nosso fluxo de caixa das operações e nossa situação financeira.

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 as necessidades operacionais do nosso sistema).

As operações de derivativos existentes 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 de petróleo e vendas nos mercados internacionais, geralmente esperadas a ocorrerem em um período de 30 a 360 dias. Vide Nota 33 das nossas demonstrações contábeis 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 para opções e futuros.

Riscos de Taxas de Juros e 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 2015 e 2014, incluindo as dívidas de curto prazo e de longo prazo.

	Total da carteira de dívidas (1)	
	2015	2014
	(%)	
Denominada em reais:		
Taxa fixa	2,8	4,0
Taxa flutuante	13,5	13,8
Sub-total	16,3	17,8
Denominada em dólares norte-americanos:		
Taxa fixa	38,5	36,6
Taxa flutuante	35,6	35,3
Sub-total	74,1	71,9
Outras moedas		
Taxa fixa	9,2	9,8
Taxa flutuante	0,4	0,5
Sub-total	9,6	10,3
Total	**100,0**	**100,0**
Dívida com taxa flutuante:		
Denominada em real	13,5	13,8
Denominada em moeda estrangeira	36,0	35,8
Dívida com taxa fixa:		
Denominada em real	2,8	4,0
Denominada em moeda estrangeira	47,7	46,4
Total	**100,0**	**100,0**
Dólares norte-americanos	74,1	71,9
Euro	6,9	7,4
GBP	2,1	2,1
Yen japonês	0,6	0,8
Reais brasileiros	16,3	17,8
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 não denominadas 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. Nossa estratégia também 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 contábeis consolidadas auditadas para obter mais informações sobre o nosso hedge de fluxo de caixa.

Consulte a Nota 33 das nossas demonstrações contábeis consolidadas para maiores informações sobre os riscos na taxa de juros e a taxa de câmbio, incluindo uma análise de sensibilidade demonstrando o impacto potencial de uma mudança negativa de 25% (ou 50%) nas variáveis subjacentes de 31 de dezembro de 2015.

Para mais informações concernentes ao cronograma de vencimento esperado e à moeda, o fluxo de caixa do principal e dos juros, taxas de juros média relacionada de nossas obrigações de débito, riscos de crédito e de liquidez, veja nas notas 17 e 33.6 de nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas.

Item 12. Descrição dos Títulos, exceto Títulos Patrimoniais

American Depositary Shares

O banco Bank of New York Mellon é nosso 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	US$5,00 por 100 ADSs (ou parte delas)
Distribuição de dividendos	US$0,02 (ou menos) por ADS por ano
Cancelamento de ADSs para fins de retirada	US$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 2015, o valor bruto total dos referidos reembolsos foi de aproximadamente US$ 15 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 de Recursos

Nenhum.

Item 15. Controles e Procedimentos

Identificamos fraquezas materiais em nossos controles internos sobre relatórios financeiros descritos abaixo no “Relatório da Administração em relação aos controles internos sobre relatórios financeiros”. Em 2015, tomamos medidas significativas para remediar essas fraquezas materiais, tal como descritas abaixo em “Remediação”.

Nossa administração analisou essas fraquezas materiais e todos os ajustes necessários foram realizados em nossas demonstrações contábeis consolidadas. Concluímos que nossas demonstrações contábeis consolidadas, em todos os aspectos materiais, apresentam adequadamente nossa condição financeira, resultados de operações e fluxos de caixa para e nos períodos apresentados. O impacto de todos os fatos conhecidos pela Administração, até agora, foram refletidos nas demonstrações contábeis consolidadas.

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 2015. Com base em nossa avaliação, o presidente e o diretor financeiro concluíram que, devido às fraquezas materiais, descritas abaixo, nossos controles internos sobre relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2015 não foram eficazes em prover 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 elas 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 em relação aos controles internos sobre relatórios financeiros

Nossa administração é responsável por estabelecer e manter adequados controles internos sobre relatórios financeiros e pela avaliação da eficácia dos controles internos sobre relatórios financeiros.

Nosso controle interno sobre relatórios financeiros é um processo desenhado ou supervisionado pelo nosso presidente e nosso diretor financeiro e efetivado pelo nosso Conselho de Administração, pela administração e outros empregados 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 as demonstrações contábeis pode não prevenir ou detectar erros. 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 determinou a eficácia de nossos controles internos sobre relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2015, com base nos critérios estabelecidos em Controles Internos - Estrutura Integrada (2013), emitidos pelo Committee of Sponsoring Organizations of Treadway Commission (COSO). Com base nessa avaliação e critérios e devido às fraquezas materiais descritas abaixo, a administração concluiu que nossos controles internos sobre relatórios financeiros não foram efetivos em 31 de dezembro de 2015.

Fraquezas materiais nos Controles Internos sobre as Demonstrações Contábeis

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 nossas demonstrações contábeis consolidadas anuais ou intermediárias não seja prevenida ou detectada em tempo hábil.

Durante a avaliação dos controles internos sobre as demonstrações contábeis em 31 de dezembro de 2015, a nossa administração identificou as fraquezas materiais descritas abaixo.

Anulação de controles pela Administração

Como reportado em nosso relatório anual Formulário 20-F 2014, nossa administração identificou certas decisões tomadas durante o período de 2004 a 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 e na Sistemática Corporativa de Projetos de Investimento.

Em alguns dos nossos processos de contratação, um ou mais executivos, em conjunto com certos fornecedores envolvidos em 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 não tiveram impacto em 2015, porém, contribuíram para uma falha, em 2014, de nossos controles internos sobre relatórios financeiros em prevenir uma superavaliação dos nossos ativos imobilizados.

Ativos Imobilizados

Como reportado em nosso relatório anual Formulário 20-F 2014, a nossa administração identificou fraquezas materiais concernentes aos Ativos Imobilizados, como se segue:

- relacionadas ao monitoramento da necessidade de reclassificar determinados ativos imobilizados ainda registrados como em construção, apesar de concluídos. Uma falha na reclassificação desses ativos poderia levar ao não reconhecimento, em tempo hábil, da depreciação associada ao projeto.

- deficiências relacionadas com a identificação de possíveis riscos decorrentes da condição econômica e financeira das contratadas e dos fornecedores, à luz dos adiamentos dos projetos e com garantias não totalmente satisfeitas, o que resultou em falha na identificação da necessidade de baixar adiantamentos às contratadas e aos fornecedores que não resultariam em futuros benefícios econômicos e deficiências relacionadas com a identificação da necessidade de reconhecer despesas com a rescisão desses contratos.

Essas deficiências acarretaram uma falha em nossos controles internos sobre relatórios financeiros em detectar uma superavaliação dos nossos ativos imobilizados e uma subavaliação de nossas despesas, tanto em 2014 como em 2015.

Em 2015, nossa administração identificou uma deficiência relacionada com a revisão das mudanças de determinados agrupamentos de ativos de exploração e produção, como Unidades Geradoras de Caixa (UGC) e sua conformidade com o IFRS. A nossa administração avalia que não houve revisão suficiente se determinados agrupamentos propostos inicialmente se adequavam à definição de uma UGC. Também determinamos que não revisamos, suficientemente, o agrupamento de ativos de exploração e produção, à luz das mudanças identificadas em circunstâncias que afetaram a maneira como foram gerados os fluxos de caixa. Consequentemente, foi necessário modificar certos grupos de ativos, identificados como UGCs, desde 31 de dezembro de 2015.

Essa deficiência resultou em uma falha de nossos controles internos sobre relatórios financeiros para detectar uma superavaliação de nossos ativos imobilizados e uma subavaliação de nossas despesas em 2015.

Revisão e Aprovação de Lançamentos Contábeis Manuais

Como reportado em nosso relatório anual Formulário 20-F 2014, a administração identificou uma falha de tempestividade no monitoramento de possíveis mudanças nos parâmetros de controle do ambiente de planejamento de recursos empresariais ("ERP") utilizados para dar suporte aos 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.

Essa deficiência não teve impacto nas demonstrações contábeis em 2014 ou 2015.

Gestão de acessos e segregação de funções em processos de negócio e de tecnologia da informação

Como reportado em nosso relatório anual Formulário 20-F 2014, a administração identificou deficiências na operação de controles relacionados aos procedimentos de concessão de acesso e análise de segregação de funções em processos de negócio que, quando avaliadas em conjunto, constituíam uma fraqueza material.

As deficiências de controle identificadas relacionadas à gestão, revisão e monitoramento de acessos apresentaram exceções, principalmente na operação dos controles relacionada à aplicação de regras específicas quanto à revisão de acesso. A respeito da gestão de acesso a funções críticas e segregação de funções nos processos de negócios no ambiente ERP, ocorreram deficiências de operação nos controles.

Essa deficiência não teve impacto nas demonstrações contábeis em 2014 ou 2015.

Provisões e passivos contingentes de natureza contenciosa

Em 2015, nossa administração identificou deficiências relacionadas aos controles de captura e registro dos processos judiciais dos quais somos parte, nos sistemas de monitoramento interno.

Adicionalmente, foi identificada uma deficiência relacionada à totalidade das contingências legais e à precisão da classificação da possibilidade de perda das contingências como provável, possível e remota. Em casos específicos, a operação do controle não garantiu precisamente a possibilidade de perda de determinadas contingências como possíveis, prováveis ou remotas.

Essa deficiência resultou em uma falha de nossos controles internos sobre relatórios financeiros em detectar uma subestimação dos passivos e uma superavaliação de nossas despesas em 2015.

Cálculo do Passivo Atuarial da companhia

Descobrimos que havia deficiências no processo da geração de dados usado para calcular nosso passivo atuarial relativo ao nosso plano de saúde (AMS) e ao plano de pensão (Petros). Essas deficiências referem-se à totalidade dos participantes e à precisão de suas informações individuais nas bases de dados utilizadas para o cálculo atuarial.

Essas deficiências resultaram em uma falha de nossos controles internos sobre relatórios financeiros em detectar uma superavaliação dos passivos e uma subavaliação dos resultados abrangentes em 2015.

Potencial 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 as Demonstrações Contábeis

A empresa de auditoria independente PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes - PwC auditou a eficácia de nossos controles internos sobre relatórios financeiros, conforme declarado em seu relatório, em 31 de dezembro de 2015, 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 como as áreas relacionadas. A concepção e implementação desses e de outros esforços de remediação são de responsabilidade da nossa administração.

Anulação de controles pela Administração

Em 2015, como uma resposta a uma fraqueza material relatada em nosso Relatório Anual de 2014 no Formulário 20-F, nossa administração adotou medidas e iniciativas corretivas para fortalecer o ambiente de controle, que estão atualmente em progresso.

Essas ações demonstram os esforços da administração para aprimorar a governança corporativa, incluindo o estabelecimento de um modelo decisões compartilhadas em nossa administração. Além disso, a administração tomou medidas adicionais visando ao estabelecimento de uma estrutura de controles sucessivos em vários estágios do processo de tomada de decisão, como um contínuo incremento da cultura de compromisso com a ética e, também, à excelência de controles internos.

Essas medidas corretivas são convergentes e incrementam a comunicação da alta administração com os valores éticos, gerenciamento e controles internos, e também de sua disseminação através da Petrobras. O progresso do plano de ação está sendo monitorado pelo diretor de Governança, Risco e Conformidade e pelo Comitê de Auditoria Estatutário.

Para continuar a estabilização e desenvolvimento das ações de melhoria, nossa administração continua, em 2016, a trabalhar na ampla implementação das ações propostas para o desenvolvimento adequado de nossos controles internos. Implementamos iniciativas para fortalecer nossos controles internos, incluindo:

I - Fortalecimento da governança corporativa:

1. inclusão de novos membros no Conselho de Administração;

2. modificação do Estatuto Social para criar novos comitês e permitir a participação de membros externos no Conselho de Administração;

3. aprimoramento do foco do comitê de Governança, Risco e Conformidade no cumprimento dos procedimentos, mitigando os riscos de nossas atividades, e na conformidade com as leis, normas e regulamentações, incluindo as regras da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e da Comissão de Valores Mobiliários Americana (SEC - *Securities and Exchange Commission)*; e

4. revisão das normas e procedimentos para a gestão de projetos de investimento e contratação de bens e serviços.

II- Comunicação dos valores expressos no Código de Ética e no Guia de Conduta:

Continuamos com um amplo esforço corporativo, sob a liderança da nossa alta administração, para transmitir regularmente os valores éticos por meio de nossa comunicação interna, revisar as regras que apoiam esses valores e aumentar nossas ações de treinamento, principalmente com respeito ao Código de Ética, ao Guia de Conduta e ao Programa para Prevenção da Corrupção da Petrobras destinado a empregados novos e existentes.

III - Reforço do Programa para Prevenção da Corrupção da Petrobras:

Continuamos a monitorar as atividades do Programa para Prevenção da Corrupção da Petrobras, implementado com o objetivo de garantir a conformidade legal e procedimental, além de mitigar os riscos de nossas atividades, com ênfase nas seguintes iniciativas: (a) criação do Comitê de Correção; (b) melhoria do desempenho da comissão de investigação interna; (c) revisão e ajuste de nossas regulamentações internas; (d) inclusão da "competência de *compliance*" como parte do desempenho de nossos empregados e revisão dos resultados (*Gerenciamento de Desempenho e Resultados*); (e) criação dos agentes de *compliance*; (f) aumento da disseminação para os empregados do Guia de Brindes, Presentes e Hospitalidade; e (g) implementação de um procedimento de *Due Dilligence* de Integridade, com base no qual os fornecedores de produtos e serviços devem informar detalhadamente sobre suas estruturas, mecanismos financeiros e de *compliance* para que sejam incluídos na lista de fornecedores da nossa companhia.

IV - Melhoria no canal de denúncias:

Nossa administração fez mudanças em nosso canal de denúncias, supervisionado pela Ouvidoria, para promover a efetividade deste processo, principalmente ao reforçar as proteções para a confidencialidade da denúncia, o sigilo e a integridade de toda informação fornecida e a rastreabilidade da informação reportada e confirmada, além de acompanhar e responder a todas as reclamações e registro de todos os resultados. As mudanças implementadas incluem: (a) envolvimento de um canal de denúncias externo, especializado e independente; e (b) nomeação de um Ouvidor Geral por meio de um processo realizado por uma firma de recrutamento executivo, como uma etapa para a reestruturação do canal de denúncias.

V - Ações de investigação:

Em 2015, a nossa administração iniciou ações de investigação em relação às denúncias de atos indevidos cometidos por empregados e ex-empregados da Petrobras, utilizando Comissões Internas de Apuração e investigações conduzidas por escritórios de advocacia independentes subordinados a um comitê do Conselho de Administração. Os resultados têm sido compartilhados com o Ministério Público e as autoridades dos países onde os fatos relacionados com as investigações ocorreram. Em relação ao tema, destacamos que, durante 2015: (a) as investigações conduzidas por escritórios de advocacia independentes continuaram; (b) temos mantido um comitê especial, que é composto por três membros com experiência notável, dois dos quais são independentes da Petrobras e o terceiro, que é o Diretor de Governança, Risco e Conformidade, atua como um elo entre a investigação e o Conselho de Administração; (C) continuamos com o bloqueio cautelar de empresas supostamente envolvidas em irregularidades; e (d) tem sido empregado esforço adicional para a recuperação dos prejuízos sofridos em consequência dos atos ilícitos contrários aos nossos interesses e políticas.

VI- Criação da Política de Gerenciamento de Risco Corporativo:

Nossa política de gerenciamento de risco corporativo foi aprovada em 26 de junho de 2015 e estabelece diretrizes para a gerenciamento de risco corporativo na nossa companhia. Identificamos 21 categorias de riscos corporativos e nomeamos gerentes responsáveis pela implementação dessa política por meio de regras e procedimentos para cada risco específico.

A avaliação da nossa administração para 2015 indica que, embora tenham sido tomadas medidas para minimizar os riscos relacionados com a anulação desses controles, essas ações precisam alcançar níveis mais altos de maturidade para serem efetivas.

Ativos Imobilizados

No esforço de remediar as fraquezas materiais relativas aos Ativos Imobilizados reportados em 2014, tomamos as seguintes medidas em 2015:

- nossa administração identificou, em 2014, uma deficiência relativa à falha em reconhecer as perdas com *impairment* de cinco projetos de exploração e produção que estavam em fase inicial de planejamento e para os quais não estimamos fluxos de caixa futuros. Em 2015, melhoramos os procedimentos e os controles internos sobre a totalidade e a precisão do reconhecimento das perdas

com *impairment* e disseminamos amplamente essas melhorias para os empregados envolvidos no processo de cálculo de *impairment*. Com base nas medidas que adotamos para remediar a deficiência reportada em 2014 e nos resultados de nossos testes, concluímos que essa deficiência foi remediada em 31 de dezembro de 2015;

- desenvolvemos melhorias para mitigar os riscos de falha na transferência de projetos de ativos em construção para os ativos operacionais e a falha em liquidar projetos em tempo hábil. Tais melhorias consistem na implementação de: (i) validação sistêmica dos registros e fluxo de informação; (ii) novas diretrizes visando ao reconhecimento da liquidação de projetos e ao tratamento dispensado aos projetos cancelados e adiados; e (iii) novos procedimentos para o controle de gastos relacionados com os ativos em construção. Apesar do fortalecimento significativo no monitoramento dos custos dos projetos em 2015, cremos que essas ações ainda precisam melhorar. Assim, concluímos que essas deficiências não foram totalmente remediadas em 2015; e

- melhoramos os procedimentos e os controles relativos aos adiantamentos concedidos e à rescisão antecipada de contratos com possíveis custos adicionais, além da ampla disseminação dos procedimentos contábeis aplicáveis à mitigação das deficiências detectadas em 2014. Apesar das medidas significativas que tomamos em 2015 para remediar a deficiência relacionada com os adiantamentos concedidos aos fornecedores, concluímos que essas ações não foram suficientes e precisam alcançar níveis mais altos de maturidade para remediar totalmente essa deficiência. Com respeito às medidas que tomamos em 2015 para remediar a deficiência relacionada com a rescisão antecipada dos contratos, a administração avaliou que os controles internos relacionados com esse tema seriam capazes de capturar e reconhecer adequadamente esses eventos durante o ano. Entretanto, apesar do progresso, testes adicionais desses controles se fazem necessários para concluirmos que as deficiências foram remediadas.

Em resposta às deficiências remanescentes a partir de 31 de dezembro de 2015, estamos implementando medidas corretivas em relação aos nossos controles de ativos imobilizados, incluindo:

- melhoria dos controles e procedimentos internos, de modo que quaisquer alterações que impactem as unidades geradoras de caixa relativa à exploração e produção sejam tempestivamente reconhecidas, revisadas de acordo com as normas contábeis aplicáveis e aprovadas pela autoridade competente;
- melhoria dos controles, a fim de evitar e detectar a transferência intempestiva de ativos em construção para ativos imobilizados concluídos;
- fortalecimento de nossos controles sobre a compensação regular e tempestiva dos adiantamentos aos fornecedores; e
- fortalecimento de nossos controles sobre os pagamentos de contratos, tais como adiantamentos concedidos aos fornecedores e custos com rescisão contratual.

Revisão e Aprovação de Lançamentos Contábeis Manuais

Em resposta às fraquezas materiais identificadas em 2014, implementamos um sistema mensal para monitorar possíveis alterações nos parâmetros de controle do ambiente ERP, a fim de eliminar toda possibilidade de recorrência dos riscos relacionados ao controle de lançamentos contábeis manuais identificados no ano anterior. Além disso, automatizamos o processo de revisão dos lançamentos contábeis manuais no ambiente ERP, através da revisão mensal pelos gestores dos lançamentos contábeis manuais, cumprindo, assim, o tempo requerido para a confirmação do critério integrante do desenho do controle.

Em 2015, nossa administração identificou inconsistências operacionais durante os testes da efetividade de nosso controle de lançamentos contábeis manuais. Em resposta, estamos melhorando o treinamento dos

nossos gerentes responsáveis pela revisão dos lançamentos contábeis manuais com o propósito de eliminar toda possibilidade de que as inconsistências em tais processos se materializem.

Gestão de acessos e segregação de funções em processos de negócio e de tecnologia da informação

Realizamos ações em 2015 para remediar as deficiências de controle. Melhoramos o modelo de governança, procedimentos de gestão e ferramentas específicas no ambiente ERP.

Nossa administração acredita que tem havido progressos na remediação das deficiências identificadas em 2014, ainda em estágios diferentes de estabilização e níveis de desenvolvimento. As ações de remediação incluem:

- contratação de serviços de consultoria para melhorar a gestão de segregação de funções e restrição de acesso crítico;
- melhoria na qualidade da revisão pelos responsáveis por monitorar o risco de conflitos de segregação de funções e restrição de acesso crítico, através de treinamento, *wokshops* e reuniões de alinhamento;
- aprimoramento do design dos controles de restrição do acesso crítico e de segregação de funções;
- reforço do monitoramento trimestral de eventos de conflitos de segregação de funções;
- implementação de um novo sistema de aprovação para a concessão de acesso e revalidação anual, com validação cruzada para a alta administração, prevenindo a autoconcessão e autorrevalidação, inclusive os usuários que atuam como delegados; e
- melhoria do sistema de gestão de perfil ERP, principalmente aqueles relacionados com a aprovação da solicitação de acesso e com a automatização das revogações de acesso.

Nossa administração acredita que ainda há necessidade de melhorias no desenho do controle de gestão de acesso, de segregação de funções e de acesso crítico nos processos de Tecnologia da Informação e de processos de negócios, e que ocorreram falhas de operação de controles na concessão, revogação e revisão dos acessos.

A administração continua comprometida com a melhoria contínua desses controles, implementando as seguintes ações em 2016:

- com relação à operação dos controles de acesso crítico e segregação de funções, realizamos atividades com os gerentes responsáveis para cada processo de negócios;
- com relação às deficiências de desenho dos controles de acesso ao sistema nos processos de negócios, vamos revisar o desenho, o escopo e a frequência para que todos os riscos residuais existentes sejam cobertos;
- com relação à gestão do acesso, melhoramos as regras de automatização iniciadas em 2015, visando aumentar a efetividade da operação de controle;
- implementação de melhorias nos controles de compensação relacionados à segregação de funções em nossos ambientes transacionais e aumentando o número de controles de monitoramento automatizado; e
- comprometimento na revisão contínua de processos e projetos internos, a fim de melhorar o sistema de controle interno e de estar alinhados com as melhores práticas globais, incluindo a contratação de consultoria externa, se necessária.

Provisões e passivos contingentes de natureza contenciosa

Em resposta à fraqueza material relacionada com os procedimentos legais e judiciais, nossa administração permanece comprometida com as melhorias contínuas desses controles, implementando as seguintes ações:

- (i) contratação de uma companhia especializada em coletar e consolidar informações do banco de dados dos tribunais brasileiros e publicações oficiais (Diários Oficiais), que reconciliamos com nossos registros internos, e (ii) reconciliação das bases de dados relacionadas com as contingências tributárias. Essas medidas garantiram que ambas as contingências são registradas em nossos sistemas de monitoramento interno para estimar melhor o escoamento de recursos requeridos para liquidá-los, e que nossos registros estão completos em relação aos processos legais e judiciais. Não foram identificados casos de contingências não registradas;
- expansão do escopo de nosso processo de revisão periódica de classificação de contingências, aumentando a frequência (de trimestral para mensal) e reduzindo o limite de materialidade para os processos a serem revisados. Estabelecimento de um comitê para revisar mensalmente quaisquer mudanças em casos significativos;
- manutenção, em 2016, das ações implementadas em 2015, para desenvolver, estabilizar e alcançar os níveis de maturidade de forma suficiente; e
- reforço e revisão dos processos e controles, incluindo a utilização de resultados de pesquisa de mercado extensiva realizada em 2015 sobre as práticas relacionadas ao controle e à contabilidade de processos judiciais.

Estas medidas visam garantir a totalidade dos registros dos processos judiciais e sua divulgação e que qualquer mudança na possibilidade de perda de contingências seja refletida tempestivamente.

Cálculo dos Passivos Atuariais da Companhia

Em resposta à fraqueza material relacionada com o cálculo dos passivos atuariais, nossa administração está implementando as seguintes medidas corretivas:

- geração prévia de base de dados para o cálculo atuarial, reforço de revisões analíticas e do conceito e critérios de informação requeridos para o cálculo atuarial que serão cuidadosamente revistos;
- geração de uma base de dados interina da revisão analítica individual e comparativa, por critério;
- Reforço da análise da base de dados utilizada para o cálculo de passivos atuariais para salvaguardo do uso próprio dos campos aplicáveis com relação à base dados original.

Mudanças nos Controles Internos sobre as Demonstrações Contábeis

As mudanças em nossos controles internos sobre relatórios financeiros durante o ano fiscal de 2015 que tenham afetado ou que possam afetar significativamente nossos controles internos sobre nossas demonstrações contábeis 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. Walter Mendes de Oliveira Filho e o Sr. Jerônimo Antunes ambos são peritos financeiros do Comitê de Auditoria e ambos são independentes, conforme definido no Artigo 17 do CFR 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 para o 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 Executiva 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 Executiva aprovou também o Guia de Conduta da Petrobras, que contém as diretrizes para implementar o Código de Ética Sistema 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. Uma cópia da Guia de Conduta está disponível em nossa website em http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/governanca-corporativa/instrumentos-de-governanca/guia-de-conduta-da-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 Auditória 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 2015 e 31 de dezembro de 2014:

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de	
	2015	2014
	(Em milhares de US$)	
Honorários de auditoria	17.444	9.418
Honorários relacionados à auditoria	2.553	154
Impostos	348	328
Total honorários	**20.345**	**9.900**

Os honorários de auditoria na tabela acima são as taxas totais cobradas pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes–(PwC) em relação à auditoria de nossas demonstrações contábeis 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 2015 e 2014, os honorários de auditoria incluem os honorários totais faturados pela PwC, no valor de US$ 2.792 mil e US$636 mil respectivamente, 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 contábeis 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 contábeis para os anos 2015 e 2014.

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 Lei de Mercado de Capitais, 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 um membro para nosso comitê de auditoria, o Sr. Jerônimo Antunes, que é um designado do governo federal brasileiro, que é nosso acionista majoritário e, assim, um de nossos afiliados. Em nossa avaliação, o Sr. Antunes atua independentemente no cumprimento das responsabilidades de um membro do comitê de auditoria, de acordo com a Lei Sarbanes-Oxley, e no cumprimento de outras exigências da Norma 10A-3 da Lei de Mercado de Capitais.

Item 16E. Aquisição de Valores Mobiliários pelo Emissor e por Compradores Afiliados

Durante o exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2015, 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 do 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 (NYSE), 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 principais normas de governança corporativa da NYSE: (i) devemos atender às exigências da Norma da Lei de Mercado de Capitais 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 de governança corporativa e as normas de governança corporativa da NYSE.

Seção	Normas de Governança Corporativa da Bolsa de Valores de Nova Iorque para Emissores Domésticos Norte-Americanos	Práticas da Petrobras
	Independência do 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 companhia controlada, pois a maioria do poder de voto é controlada pelo Governo Federal Brasileiro. Como uma companhia 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 / nomeação 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/nomeação 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 Lei de Mercado de Capitais, com um documento constitutivo escrito que cubra determinadas funções especificadas mínimas.	O Comitê de Auditoria Estatutário 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 com relação aos 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 do Brasil, 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 das ações.
		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 informação da 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 seções 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.

Seção	Normas de Governança Corporativa da Bolsa de Valores de Nova Iorque para Emissores Domésticos Norte-Americanos	Práticas da Petrobras
	Código de Ética para Conselheiros, Executivos e Empregados	
303A.10	As empresas listadas devem adotar e divulgar um código de conduta comercial e de ética para conselheiros, executivos e empregados e divulgar imediatamente quaisquer renúncias de código para conselheiros ou executivos.	A Petrobras possui um Código de Ética e um Guia de Conduta que se aplica aos seus conselheiros, executivos, alta administração, 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 administração. 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 Contábeis

Não aplicável.

Item 18. Demonstrações Contábeis

Consulte as páginas de F-5 a F-123, incorporadas neste documento por referência.

Item 19. Anexos

Nº	Descrição
1.1	Estatuto Social alterado da Petróleo Brasileiro S.A.- Petrobras, datado de 1º de julho de 2015.
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 S.A., registrado com a Comissão de Valores Mobiliários em 02 abril de 2012 (Arquivo 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 S.A., registrado com a Comissão de Valores Mobiliários em 02 de abril de 2012 (Arquivo Nºs. 001-15106 e 001-33121)).
2.3	Escritura, com data de 19 de julho de 2002, entre a Petrobras International Finance Company S.A. e JPMorgan Chase Bank, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4.5 do Registro de Emissão da Petrobras International Finance Company S.A. 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 S.A. 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 S.A. 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 S.A., 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 S.A., 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 S.A., 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 S.A., 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 S.A., registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2010 (Arquivo Nºs. 001-15106 e 001-33121)).

2.8 Quarta Escritura Suplementar, com data de 30 de outubro de 2009, entre a Petrobras International Finance Company S.A., 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 S.A., registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2010 (Arquivo Nºs. 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 S.A., registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2010 (Arquivo Nºs. 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 S.A., registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2010 (Arquivo Nºs. 001-15106 e 001-33121)).

2.11 Primeira Escritura Suplementar Alterada e Consolidada, com data de 1º de novembro de 2007, conforme alterada e consolidada em 11 de janeiro de 2008, e conforme alterada e consolidada em 31 de março de 2010, entre a Petrobras International Finance Company S.A., 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 S.A., registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2010 (Arquivo Nºs. 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 S.A., 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 S.A., registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2010 (Arquivo Nºs. 001-15106 e 001-33121)).

2.13 Oitava Escritura Suplementar, datada de 09 de dezembro de 2011, entre a Petrobras International Finance Company S.A., Petrobras, The bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, The Bank of New York Mellon, Filial de Londres, como Agente Pagador Principal e The Bank of New York Mellon (Luxemburgo) S.A, como o Agente Pagador de Luxemburgo relacionado a 4,875% das Notas Globais com vencimento em 2018 (incorporado por referência ao Anexo 4.2 ao Formulário 6-K da Petrobras e a Petrobras International Finance Company S.A., registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 09 de dezembro de 2011 (Arquivo Nºs. 001-15106 e 001-33121)).

2.14 Nona Escritura Suplementar, datada de 9 de dezembro de 2011, entre a Petrobras International Finance Company S.A., Petrobras, The bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, The Bank of New York Mellon, Filial de Londres, como Agente Pagador Principal e The Bank of New York Mellon (Luxemburgo) S.A, como o Agente Pagador de Luxemburgo relacionado a 5,875% das Notas Globais com vencimento em 2022 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 ao Formulário 6-K da Petrobras e a Petrobras International

Finance Company S.A., registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 9 de dezembro de 2011 (Arquivo Nºs. 001-15106 e 001-33121)).

2.15 Garantia para as Notas Globais 4,875% com vencimento em 2018, datado de 09 de dezembro de 2011, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.1 ao Formulário 6-K da Petrobras e a Petrobras International Finance Company S.A., registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 9 de dezembro de 2011 (Arquivo Nºs. 001-15106 e 001-33121)).

2.16 Garantia para as Notas Globais 5,875% com vencimento em 2022, datado de 9 de dezembro de 2011, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.4 ao Formulário 6-K da Petrobras e a Petrobras International Finance Company S.A., registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 9 de dezembro de 2011 (Arquivo Nºs. 001-15106 e 001-33121)).

2.17 Décima Escritura Suplementar, datada de 12 de dezembro de 2011, entre a Petrobras International Finance Company S.A., Petrobras, The bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, The Bank of New York Mellon, Filial de Londres, como Agente Pagador Principal e The Bank of New York Mellon (Luxemburgo) S.A, como o Agente Pagador de Luxemburgo relacionado a 6,250% das Notas Globais com vencimento em 2026 (incorporado por referência ao Anexo 4.2 ao Formulário 6-K da Petrobras e a Petrobras International Finance Company S.A., registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 12 de dezembro de 2011 (Arquivo Nºs. 001-15106 e 001-33121)).

2.18 Garantia para as Notas Globais 6,250% com vencimento em 2026, datado de 12 de dezembro de 2011, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.1 ao Formulário 6-K da Petrobras e a Petrobras International Finance Company S.A., registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 12 de dezembro de 2011 (Arquivo Nºs. 001-15106 e 001-33121)).

2.19 Alterada e Consolidada a Sexta Escritura Suplementar, datada em 06 de fevereiro de 2012 entre a Petrobras International Finance Company S.A., Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário relacionado como as Notas Globais 5,375% com vencimento em 2021 (incorporado por referência ao Anexo 4.2 ao Formulário 6-K da Petrobras e a Petrobras International Finance Company S.A., registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 06 de fevereiro de 2012 (Arquivo Nºs. 001-15106 e 001-33121)).

2.20 Alterada e Consolidada a Sétima Escritura Suplementar, datada em 6 de fevereiro de 2012 entre a Petrobras International Finance Company S.A., Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário relacionado como as Notas Globais 6,750% com vencimento em 2041 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 ao Formulário 6-K da Petrobras e a Petrobras International Finance Company S.A., registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 6 de fevereiro de 2012 (Arquivo Nºs. 001-15106 e 001-33121)).

2.21 Décima Segunda Escritura Suplementar, datada em 6 de fevereiro de 2012 entre a Petrobras International Finance Company S.A., Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário relacionado como as Notas Globais 3,500% com vencimento em 2017 (incorporado por referência ao Anexo 4.11 ao Formulário 6-K da Petrobras e a Petrobras International Finance Company S.A., registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 6 de fevereiro de 2012 (Arquivo Nºs. 001-15106 e 001-33121)).

2.22 Alterada e Consolidada a Garantia para as Notas Globais 5,375% com vencimento em 2021, datado de 6 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.1 ao Formulário 6-K da Petrobras e a Petrobras International Finance Company S.A., registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 6 de fevereiro de 2012 (Arquivo Nºs. 001-15106 e 001-33121)).

2.23 Alterada e Consolidada a Garantia para as Notas Globais 6,750% com vencimento em 2041, datado de 6 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.4 ao Formulário 6-K da Petrobras e a Petrobras International Finance Company S.A., registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 6 de fevereiro de 2012 (Arquivo Nºs. 001-15106 e 001-33121)).

2.24 Garantia para as Notas Globais 3,500% com vencimento em 2017, datado de 6 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.10 ao Formulário 6-K da Petrobras e a Petrobras International Finance Company S.A., registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 6 de fevereiro de 2012 (Arquivo Nºs. 001-15106 e 001-33121)).

2.25 Sexta Escritura Suplementar, datada em 10 de fevereiro de 2012 entre a Petrobras International Finance Company S.A., Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 2.11 ao Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e a Petrobras International Finance Company S.A., registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 2 de abril de 2012 (Arquivo Nºs. 001-15106 e 001-33121)).

2.26 Décima Terceira Escritura Suplementar, datada em 10 de fevereiro de 2012 entre a Petrobras International Finance Company S.A., Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 2.60 ao Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e a Petrobras International Finance Company S.A., registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 2 de abril de 2012 (Arquivo Nºs. 001-15106 e 001-33121)).

2.27 Alterada e Consolidada a Garantia para as Notas Globais 6,125% com vencimento em 2016, datado de 10 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 2.31 ao Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e a Petrobras International Finance Company S.A., registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 2 de abril de 2012 (Arquivo Nºs. 001-15106 e 001-33121)).

2.28 Alterada e Consolidada a Garantia para as Notas Globais 8,375% com vencimento em 2018, datado de 10 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 2.16 ao Relatório Anual do Formulário 20-F da Petrobras e a Petrobras International Finance Company S.A., registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 2 de abril de 2012 (Arquivo Nºs. 001-15106 e 001-33121)).

2.29 Alterada e Consolidada a Garantia para as Notas Globais 5,875% com vencimento em 2018, datado de 10 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 2.33 ao Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e a Petrobras International Finance Company S.A., registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 2 de abril de 2012 (Arquivo Nºs. 001-15106 e 001-33121)).

2.30 Alterada e Consolidada a Terceira Escritura Suplementar, com data inicial de 10 de dezembro de 2003, conforme alterado e consolidado em 31 de março de 2010, e, posteriormente alterado e consolidado em 25 de março de 2013, entre a Petrobras International Finance Company S.A., Petrobras e The Bank of New

York Mellon (como sucessor do JPMorgan Chase Bank), como Agente Fiduciário, relacionado a 8,375% das Notas Globais com vencimento em 2018 (incorporada por referência ao Anexo 2.41 ao Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 29 de abril de 2013 (Arquivo No. 001-15106).

2.31 Escritura, datada de 29 de agosto de 2012, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como agente Fiduciário (incorporado por referência no Anexo 4.3 para a Declaração de Registro da Petrobras, Petrobras International Finance Company S.A. e Petrobras Global Finance B.V. no Formulário F-3, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 29 de agosto de 2012 (Arquivo Nºs. 333-183618, 333-183618-01 e 333-183618-02))

2.32 Escritura, datada de 29 de agosto de 2012, entre a Petrobras Global Finance B.V e o The Bank of New York Mellon, como agente Fiduciário (incorporado por referência no Anexo 4.5 para a Declaração de Registro no Formulário F-3 da Petrobras, Petrobras International Finance Company S.A. e Petrobras Global Finance B.V. registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 29 de agosto de 2012 (Arquivo Nºs. 333-183618, 333-183618-01 e 333-183618-02))

2.33 Primeira Escritura Suplementar, datada de 1 de outubro de 2012, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras, The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, The Bank of New York Mellon, Filial de Londres, como Agente Pagador Principal e The Bank of New York Mellon (Luxemburgo) S.A, como o Agente Pagador de Luxemburgo relacionado a 3,25% das Notas Globais com vencimento em 2019 (incorporado por referência ao Anexo 4.2 ao Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 1 de outubro de 2012 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.34 Segunda Escritura Suplementar, datada de 1 de outubro de 2012, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras, The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, The Bank of New York Mellon, Filial de Londres, como Agente Pagador Principal e The Bank of New York Mellon (Luxemburgo) S.A, como o Agente Pagador de Luxemburgo relacionado a 4,25% das Notas Globais com vencimento em 2023 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 ao Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 1 de outubro de 2012 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.35 Terceira Escritura Suplementar, datada de 1 de outubro de 2012, entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras, The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, The Bank of New York Mellon, Filial de Londres, como Agente Pagador Principal e The Bank of New York Mellon (Luxemburgo) S.A, como o Agente Pagador de Luxemburgo relacionado a 5,375% das Notas Globais com vencimento em 2029 (incorporado por referência ao Anexo 4.8 ao Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 1 de outubro de 2012 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.36 Garantia para as Notas Globais 3,25% com vencimento em 2019, datado de 1 de outubro de 2012, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.1 ao Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 1 de outubro de 2012 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.37 Garantia para as Notas Globais 4,25% com vencimento em 2023, datado de 1 de outubro de 2012, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.4 ao Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 1 de outubro de 2012 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.38 Garantia para as Notas Globais 5,375% com vencimento em 2029, datado de 1 de outubro de 2012, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao

Anexo 4.7 ao Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 1 de outubro de 2012 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.39 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, como Agente Fiduciário, 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, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2013 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.40 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, como Agente Fiduciário, 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, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2013 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.41 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, como Agente Fiduciário, 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, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2013 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.42 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, como Agente Fiduciário, 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, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2013 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.43 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, como Agente Fiduciário, 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, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2013 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.44 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, como Agente Fiduciário, 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, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2013 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.45 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, como Agente Fiduciário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.1 ao Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2013 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.46 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, como Agente Fiduciário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.4 ao Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2013 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.47 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, como Agente Fiduciário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.7 ao Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2013 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.48 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, como Agente Fiduciário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.10 ao Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2013 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.49 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, como Agente Fiduciário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.13 ao Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2013 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.50 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, como Agente Fiduciário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.16 ao Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 20 de maio de 2013 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.51 Décima Escritura Suplementar, com data de 14 de janeiro de 2014, entre Petrobras Global Finance B.V., Petrobras, o Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, 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, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 14 de janeiro de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.52 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, como Agente Fiduciário, 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, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 14 de janeiro de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.53 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, como Agente Fiduciário, 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, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 14 de janeiro de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.54 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, como Agente Fiduciário, 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, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 14 de janeiro de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.55 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, como Agente Fiduciário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.1 ao Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 14 de janeiro de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.56 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, como Agente Fiduciário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.4 ao Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 14 de janeiro de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.57 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, como Agente Fiduciário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.7 ao Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 14 de janeiro de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.58 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, como Agente Fiduciário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.10 ao Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 14 de janeiro de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.59 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, como Agente Fiduciário, 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, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 17 de março de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.60 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, como Agente Fiduciário, 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, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 17 de março de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.61 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, como Agente Fiduciário, 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, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 17 de março de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.62 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, como Agente Fiduciário, 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, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 17 de março de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.63 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, como Agente Fiduciário, 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, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 17 de março de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.64 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, como Agente Fiduciário, 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, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 17 de março de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.65 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, como Agente Fiduciário, (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.1 ao Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 17 de março de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.66 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, como Agente Fiduciário, (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.4 ao Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 17 de março de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.67 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, como Agente Fiduciário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.7 ao Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 17 de março de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.68 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, como Agente Fiduciário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.10 ao Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 17 de março de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.69 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, como Agente Fiduciário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.13 ao Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 17 de março de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.70 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, como Agente Fiduciário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.16 ao Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 17 de março de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.71 Vigésima Escritura Suplementar, datada em 5 de junho de 2015 entre a Petrobras Global Finance B.V., Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário relacionado como as Notas Globais 6,850% com vencimento em 2115 (incorporado por referência ao Anexo 4.2 ao Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 5 de junho de 2015 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.72 Garantia para as Notas Globais 6,850% com vencimento em 2115, datado de 5 de junho de 2015, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.1 ao Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 5 de junho de 2015 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.73 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, como Agente Fiduciário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.1 ao Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 15 de janeiro de 2015 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.74 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, como Agente Fiduciário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.2 ao Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 15 de janeiro de 2015 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.75 Primeira Alteração das Garantias, com data de 28 de dezembro de 2014, entre Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Anexo 4.3 ao Formulário 6-K da Petrobras, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 15 de janeiro de 2015 (Arquivo Nº. 001-15106)).

2.76 Contrato de Cessão Onerosa, com data de 3 de setembro de 2010, entre Petrobras, o Governo Federal Brasileiro e a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (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, registrada com a Comissão de Valores Mobiliários em 26 de maio de 2011 (Arquivo Nºs. 001-15106 e 001-33121)).

2.77 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 ANP (passa a fazer, mediante esta referência, parte integrante do presente Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras, registrada com a Securities and Exchange Commission (Comissão de Valores Mobiliários) em 30 de abril de 2014 (Arquivo Nº. 001-15106)).

A quantidade de títulos de dívida de longo prazo 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 contábeis 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 registrado junto à Securities and Exchange Commission (SEC) em 14 de julho de 2000 (Arquivo 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 (Arquivo 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.

15.2 Carta de anuência da DeGolyer and MacNaughton.

99.1 Relatórios de DeGolyer and 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 abaixos assinados, estando devidamente autorizado, na cidade do Rio de Janeiro, em 27 de abril de 2016.

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 Executivo Financeiro e de Relação com Investidores

FINANCIAL STATEMENTS

Demonstrações Contábeis Consolidadas em 31 de Dezembro de 2015, 2014 e 2013 com o relatório dos auditores independentes

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Relatório da firma registrada de auditoria independente F-3
Balanço Patrimonial Consolidado F-5
Demonstração do Resultado Consolidada F-6
Demonstração do Resultado Abrangente Consolidada F-7
Demonstração do Fluxo de Caixa Consolidada F-8
Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido Consolidada F-9
Notas Explicativas às demonstrações contábeis consolidadas F-10
1. A Companhia e suas operações F-10
2. Base de apresentação das informações contábeis F-10
3. "Operação Lava Jato" e seus reflexos na Companhia F-11
4. Sumario das principais praticas contábeis F-18
5. Estimativas e julgamentos relevantes F-29
6. Novas normas e interpretações F-36
7. Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários F-37
8. Contas a receber F-38
9. Estoques F-42
10. Vendas e incorporações de ativos F-43
11. Investimentos F-45
12. Imobilizado F-48
13. Intangível F-50
14. Redução ao valor recuperável dos ativos (Impairment) F-52
15. Atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás natural F-59
16. Fornecedores F-60
17. Financiamentos F-60
18. Arrendamentos mercantis F-64
19. Partes relacionadas F-64
20. Provisões para desmantelamento de áreas F-67
21. Tributos F-67
22. Benefícios concedidos a empregados F-73
23. Patrimônio líquido F-82
24. Receita de vendas F-84
25. Outras despesas líquidas F-85
26. Custos e Despesas por natureza F-85
27. Resultado financeiro líquido F-86
28. Informações complementares a demonstração do fluxo de caixa F-86
29. Informações por Segmento F-87
30. Processos judiciais e contingências F-92
31. Compromisso de compra de gás natural F-99
32. Garantias aos contratos de concessão para exploração de petróleo F-99
33. Gerenciamento de riscos F-100
34. Valor justo dos ativos e passivos financeiros F-108
35. Eventos subsequentes F-109
36. Informação sobre Títulos Emitidos por Subsidiárias e Garantidos pela Petrobras F-111
Informação Complementar sobre Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás (não auditada) F-112

(Tradução livre do original em inglês)

Relatório da firma independente
registrada de contadores públicos

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 2015 e 2014, 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 2015, 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 2015, 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;
- deficiências relacionadas ao monitoramento da necessidade de reclassificar certos itens do imobilizado de ativos em construção para imobilizado concluído;
- 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 com a revisão das mudanças de determinados agrupamentos de ativos de exploração e produção como Unidades Geradoras de Caixa (UGC), sua conformidade com o IFRS e mudanças em circunstâncias que afetaram a maneira como certas UGCs geram fluxos de caixa;
- 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;
- deficiências em operações de controle relacionadas aos procedimentos de concessão de acesso e análises de segregação de funções relacionados aos processos de negócios;
- deficiências relacionadas aos controles de captura e registro dos processos judiciais, dos quais a Companhia é parte, nos sistemas de monitoramento interno, à totalidade das contingências legais e à precisão da classificação da possibilidade de perda das contingências como provável, possível e remota; e
- deficiências relacionadas à totalidade de participantes e precisão da informação individual gerada para cálculo do passivo atuarial.

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, no Formulário 20-F de 2015 da Companhia. Consideramos essas fraquezas materiais ao determinar a natureza, ocasião e extensão dos testes de auditoria aplicados

no exame das demonstrações contábeis consolidadas de 2015, 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, em 2014, 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, 27 de abril de 2016.

PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Balanço Patrimonial Consolidado

Em 31 de Dezembro de 2015 e 2014

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

Ativo	**Nota**	**31.12.2015**	**31.12.2014**
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	7	25.058	16.655
Títulos e valores mobiliários	7	780	9.323
Contas a receber, líquidas	8	5.803	7.969
Estoques	9	7.441	11.466
Imposto de renda e contribuição social correntes	21.1	983	1.063
Outros Impostos e contribuições	21.1	1.765	2.748
Adiantamento a fornecedores		108	423
Outros ativos circulantes		1.338	1.180
		43.276	50.827
Ativos classificados como mantidos para venda	10.3	152	5
		43.428	50.832
Não circulante			
Realizável a longo prazo			
Contas a receber, líquidas	8	3.669	4.832
Títulos e valores mobiliários	7	88	109
Depósitos judiciais	30.2	2.499	2.682
Imposto de renda e contribuição social diferidos	21.6	6.016	1.006
Impostos e contribuições	21.1	2.821	4.008
Adiantamento a fornecedores		1.638	2.409
Outros ativos realizáveis a longo prazo		2.446	3.817
		19.177	18.863
Investimentos	11	3.527	5.753
Imobilizado	12	161.297	218.730
Intangível	13	3.092	4.509
		187.093	247.855
Total do ativo		230.521	298.687

Passivo	**Nota**	**31.12.2015**	**31.12.2014**
Circulante			
Fornecedores	16	6.380	9.760
Financiamentos	17	14.683	11.868
Arrendamentos mercantis financeiros	18	12	16
Imposto de renda e contribuição social correntes	21.1	105	247
Outros Impostos e contribuições	21.1	3.365	4.064
Salários, férias, encargos e participações		1.302	2.066
Planos de pensão e saúde	22	655	796
Outras contas e despesas a pagar		1.946	2.301
		28.448	31.118
Passivos sobre ativos classificados como mantidos para venda	10.3	125	–
		28.573	31.118
Não Circulante			
Financiamentos	17	111.482	120.218
Arrendamentos mercantins financeiros	18	39	56
Imposto de renda e contribuição social diferidos	21.6	232	3.031
Planos de pensão e saúde	22	12.195	16.491
Provisão para processos judiciais	30.1	2.247	1.540
Provisão para desmantelamento de áreas	20	9.150	8.267
Outras contas e despesas a pagar		548	988
		135.893	150.591
Total do passivo		164.466	181.709
Patrimônio líquido			
Capital social realizado	23.1	107.101	107.101
Contribuição adicional de capital	23.2	321	148
Reservas de lucros	23.3	57.977	66.423
Outros resultados abrangentes acumulados	23.4	(100.163)	(57.400)
Patrimônio líquido Petrobras		65.236	116.272
Participação dos acionistas não controladores	11.4	819	706
Patrimônio líquido Total		66.055	116.978
Total do passivo e patrimônio líquido		230.521	298.687

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Demonstração do Resultado Consolidada

Em 31 de Dezembro de 2015, 2014 e 2013

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

	Nota	2015	2014	2013
Receita de vendas	24	97.314	143.657	141.462
Custo dos produtos e serviços vendidos		(67.485)	(109.477)	(108.834)
Lucro bruto		29.829	34.180	32.628
Receitas (despesas)				
Vendas		(4.627)	(6.827)	(4.904)
Gerais e administrativas		(3.351)	(4.756)	(4.982)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	15	(1.911)	(3.058)	(2.959)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico		(630)	(1.099)	(1.132)
Tributárias		(2.796)	(760)	(780)
Reversão/Perdas no valor de recuperação de ativos - Impairment	14	(12.299)	(16.823)	(544)
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	3	–	(2.527)	–
Outras receitas (despesas), líquidas	25	(5.345)	(5.293)	(1.113)
		(30.959)	(41.143)	(16.414)
Lucro antes do resultado financeiro, participação e impostos		(1.130)	(6.963)	16.214
Receitas Financeiras		1.412	1.949	1.815
Despesas Financeiras		(6.437)	(3.923)	(2.673)
Variações cambiais e monetárias		(3.416)	339	(1.933)
Resultado financeiro líquido	27	(8.441)	(1.635)	(2.791)
Resultado de participações em investimentos	11.2	(177)	218	507
Participação dos empregados e administradores	22.7	–	(444)	(520)
Lucro antes dos impostos		(9.748)	(8.824)	13.410
Imposto de renda e contribuição social	21.7	1.137	1.321	(2.578)
Lucro líquido		(8.611)	(7.503)	10.832
Lucro líquido (a) atribuível aos:				
Acionistas da Petrobras		(8.450)	(7.367)	11.094
Acionistas não controladores		(161)	(136)	(262)
Lucro líquido		(8.611)	(7.503)	10.832
Lucro básico e diluído pela média ponderada das ações ordinárias e preferenciais (em US$)	23.6	(0,65)	(0,56)	0,85

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Demonstração do Resultado Abrangente Consolidada

31 de Dezembro de 2015, 2014 e 2013 (Em milhões de dólares norte-americanos)

	2015	2014	2013
Lucro (Prejuízo) líquido	(8.611)	(7.503)	10.832
Itens que não serão reclassificados para o resultado:			
Ganhos (Perdas) atuariais com planos de benefícios definidos	(53)	(5.947)	7.248
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(14)	1.157	(2.153)
	(67)	(4.790)	5.095
Itens que poderão ser reclassificados para resultado:			
Resultados não realizados em títulos disponíveis para a venda			
Reconhecidos no patrimônio líquido	–	–	1
Transferidos para o resultado	–	–	(44)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	–	–	15
	–	–	(28)
Resultados não realizados com hedge de fluxo de caixa - Exportações			
Reconhecidos no patrimônio líquido	(21.132)	(6.443)	(6.226)
Transferidos para o resultado	2.057	702	303
Imposto de renda e contribuição social diferidos	6.486	1.953	2.012
	(12.589)	(3.788)	(3.911)
Resultados não realizados com hedge de fluxo de caixa - Demais Operações			
Reconhecidos no patrimônio líquido	10	6	9
Transferidos para o resultado	–	1	9
	10	7	18
Ajustes acumulados de conversão (*)	(29.248)	(15.606)	(20.397)
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em Investidas	(861)	(263)	(265)
Outros resultados abrangentes:	(42.755)	(24.440)	(19.488)
Resultado Abrangente Total	(51.366)	(31.943)	(8.656)
Resultado abrangente atribuível aos:			
Acionistas da Petrobras	(51.209)	(31.729)	(8.263)
Acionistas não controladores	(157)	(214)	(393)
Resultado abrangente total	(51.366)	(31.943)	(8.656)

(*) Inclui US$ 1.002 (US$ 321 em 2014) no consolidado de ajustes acumulados de conversão em coligadas e empreendimentos controlados em conjunto.
As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Demonstração do Fluxo de Caixa Consolidada

31 de Dezembro de 2015, 2014 e 2013 (Em milhões de dólares norte-americanos)

	2015	2014	2013
Fluxos de caixa das atividades operacionais			
Lucro Líquido (prejuízo)	(8.611)	(7.503)	10.832
Ajustes para:			
Resultado de participações em investimentos	177	(218)	(507)
Depreciação, depleção e amortização	11.591	13.023	13.188
Perdas na recuperação de ativos	12.299	16.823	544
Ajuste ao valor de mercado dos estoques	431	1.015	580
Baixa de poços secos	1.441	2.178	1.892
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	–	2.527	–
Perdas em créditos de liquidação duvidosa	941	2.378	73
Resultado com alienações / baixas de ativos	758	481	(1.745)
Variações cambiais, monetárias e encargos financeiros sobre financiamentos e operações de mútuo e outras operações	9.172	3.571	3.167
Imposto de renda e contribuição social diferidos, líquidos	(2.043)	(3.045)	402
Despesa Atuarial de Planos De Pensão E Saúde	1.960	2.022	2.566
Redução/(aumento) de ativos			
Contas a receber	(396)	(2.507)	(1.142)
Estoques	291	570	(2.128)
Depósitos Judiciais	(789)	(506)	(131)
Outros ativos	(819)	(2.297)	(172)
Aumento/(Redução) de passivos			
Fornecedores	(1.226)	(1.211)	1.108
Impostos, taxas e contribuições	1.061	(1.245)	(1.517)
Planos de pensão e de saúde	(709)	(834)	(796)
Outros passivos	384	1.410	75
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais	25.913	26.632	26.289
Atividades de investimentos			
Gastos de Capital	(21.653)	(34.808)	(45.110)
Adições em Investimentos	(108)	(329)	(199)
Recebimentos Pela Venda De Ativos (Desinvestimentos)	727	3.744	3.820
Investimentos em títulos e valores mobiliários	7.982	(5.469)	5.718
Dividendos recebidos	259	387	146
Fluxo de caixa usado nas atividades de investimentos	(12.793)	(36.475)	(35.625)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos			
Participação de acionistas não controladores	100	(98)	(70)
Captações	17.420	31.050	39.542
Amortizações de principal	(14.809)	(10.031)	(18.455)
Amortizações de juros	(6.305)	(5.995)	(5.066)
Dividendos pagos a acionistas	–	(3.918)	(2.656)
Recursos líquidos gerados nas atividades de financiamentos	(3.594)	11.008	13.295
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	(1.123)	(378)	(1.611)
Variação líquida de caixa e equivalentes de caixa no exercício	8.403	787	2.348
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	16.655	15.868	13.520
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	25.058	16.655	15.868

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido Consolidada

Em 31 de Dezembro de 2015, 2014 e 2013

(Em milhões de dólares norte-americanos , exceto quando indicado em contrário)

	Contrib. adicional de capital			Outros resultados abrangentes				Reservas de Lucros							
	Capital subscrito e integralizado	Gasto com emissão de ações	Mudança de participação em Subsidiárias	Ajuste acumulado de conversão	Hedge de Fluxo de Caixa - Exportações	Ganho (perdas) atuariais com planos de benefício definido	Outros resultados abrangentes e custo atribuído	Legal	Estatutária	Incentivos fiscais	Retenção de lucros	Lucros acumulados	Patrimônio líquido atribuível aos acionistas	Participação dos acionistas não controladores	Total do patrimônio líquido
Saldos 31 de dezembro de 2012	107.362	(279)	628	(6.174)	–	(7.600)	102	7.364	1.645	729	57.019	(82)	160.714	1.152	161.866
Aumento de capital com reservas	9									(9)			–	–	–
Realização do custo atribuído							(5)					5	–		–
Mudanças de participação em subsidiárias			46										46	(102)	(56)
Lucro Líquido												11.094	11.094	(262)	10.832
Outros resultados abrangentes				(20.266)	(3.911)	5.095	(275)						(19.357)	(131)	(19.488)
Destinações:													–		–
Aprop. do lucro líquido em reservas								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
Saldos 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 do custo atribuído							(4)					4	–		–
Mudanças de participação em subsidiárias			(526)										(526)	393	(133)
Prejuízo												(7.367)	(7.367)	(136)	(7.503)
Outros resultados abrangentes				(15.528)	(3.788)	(4.790)	(256)						(24.362)	(78)	(24.440)
Destinações:													–		–
Aprop. do prejuízo em 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
Saldos em 31 de dezembro de 2014		107.101	148				(57.400)					66.423	116.272	706	116.978
Realização do custo atribuído							(4)					4	–		–
Mudanças de participação em subsidiárias			173										173	338	511
Prejuízo												(8.450)	(8.450)	(161)	(8.611)
Outros resultados abrangentes				(29.252)	(12.589)	(67)	(851)					–	(42.759)	4	(42.755)
Destinações:													–		–
Aprop. do prejuízo em reservas											(8.446)	8.446	–		–
Dividendos													–	(68)	(68)
	107.380	(279)	321	(71.220)	(20.288)	(7.362)	(1.293)	7.919	2.182	720	47.156	–	65.236	819	66.055
Saldos em 31 de dezembro de 2015		107.101	321				(100.163)					57.977	65.236	819	66.055

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

1. A Companhia e suas operações

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

2. Base de apresentação das informações contábeis

2.1. Declaração de conformidade e autorização das demonstrações financeiras

As informações contábeis consolidadas estão sendo apresentadas de acordo de acordo com os padrões internacionais de demonstrações contábeis (IFRS) emitidos pelo International Accounting Standards Board – IASB. As informações são apresentadas em dólares norte-americanos.

Essas informações contábeis são apresentadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto por ativos financeiros classificados como disponíveis para venda, ativos e passivos financeiros mensurados pelo valor justo (incluindo instrumentos financeiros derivativos mensurados ao justo valor com ganhos e perdas registradas no resultado) e alguns ativos e passivos não circulantes, conforme detalhados no sumário de práticas contábeis apresentado posteriormente.

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 21 de março de 2016, aprovou e autorizou a divulgação destas informações.

2.2. Moeda de apresentação e moeda funcional

A moeda funcional da Petrobras, assim como a de suas controladas brasileiras, é o real. A moeda funcional da maior parte das empresas pertencentes à Petrobras, que atuam em ambiente econômico internacional é o dólar norte-americano. A moeda funcional da Petrobras Argentina S.A. é o peso argentino.

A Petrobras adota como moeda de apresentação o dólar norte-americano. As demonstrações financeiras foram convertidas da moeda funcional (real) para a moeda de apresentação (dólar norte-americano), de acordo com o IAS 21 –"Efeitos das Mudanças nas Taxas de Câmbio". Os ativos e passivos são convertidos para dólares norte-americanos pela taxa de câmbio da data do balanço (fechamento); receitas e despesas, bem como os fluxos de caixa são convertidos para dólares norte-americanos pela taxa média prevalecente ao longo do ano os demais itens do patrimônio líquido são convertidos pela taxa histórica. As variações cambiais decorrentes da conversão das demonstrações financeiras da moeda funcional para a moeda de apresentação são reconhecidas como ajustes acumulados de conversão (CTA) em "outros resultados abrangentes" na demonstração das mutações do patrimônio Líquido.

Real x Dólar norte-americano	Mar 2015	Jun 2015	Set 2015	Dez 2015	Mar 2014	Jun 2014	Set 2014	Dez 2014
Taxa media trimestral	2,86	3,07	3,55	3,84	2,36	2,23	2,28	2,55
Taxa ao final do período	3,21	3,10	3,97	3,90	2,26	2,20	2,45	2,66

2.3. Reclassificações

Alguns valores relativos a períodos anteriores foram reclassificados para melhor comparabilidade com o período atual. Estas reclassificações não afetaram o resultado e patrimônio líquido da Companhia. O montante de US$ 605, referente a Bonificação por desempenho de clientes classificada em contas a receber líquidas no ativo não circulante passou a ser classificada em outros realizáveis a longo prazo, visando proporcionar melhor apresentação das contas a receber, alinhado com a prática de mercado.

3. "Operação Lava Jato" e seus reflexos na Companhia

Em 2009, a Polícia Federal brasileira iniciou uma investigação denominada "Operação Lava Jato", visando a 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.

A partir de 2014 e ao longo de 2015, o Ministério Público Federal concentrou parte de suas investigações em irregularidades cometidas por 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 consistia em um conjunto de 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 foi 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 impuseram gastos adicionais e supostamente utilizaram esses valores para financiar pagamentos a determinados ex-empregados da Petrobras. Essas empresas não são membros do cartel e atuavam de forma individualizada. Esses casos específicos foram chamados de pagamentos não relacionados ao cartel.

Determinados ex-executivos da Petrobras foram presos e/ou denunciados por lavagem de dinheiro e corrupção passiva. Outros de nossos ex-executivos e executivos de empresas fornecedoras de bens e serviços para a Petrobras foram ou poderão ser denunciados como resultado da investigação. 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 entendeu, de acordo com o IAS 16 (Property, plant and Equipment), que a parcela dos pagamentos que realizou a essas empresas e que foi por elas utilizada para realizar pagamentos indevidos, o que representa gastos adicionais incorridos em decorrência do esquema de pagamentos indevidos, não deveria ter sido capitalizada. Assim, no terceiro trimestre de 2014 a Companhia reconheceu 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 exercícios anteriores.

Como descrito a seguir, a Companhia tem monitorado continuamente as investigações para obter informações adicionais e avaliar seu potencial impacto sobre os ajustes realizados em 2014, não tendo identificado, na preparação das demonstrações contábeis do exercício findo em 31 de dezembro de 2015, nenhuma informação adicional que impactasse a metodologia de cálculo adotada e consequentemente o registro contábil de baixas complementares.

A Petrobras prosseguirá acompanhando 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 a eventual necessidade de algum reconhecimento contábil.

3.1. Resposta da Companhia às questões descobertas nas investigações em curso

Continuamos acompanhando as investigações e colaborando efetivamente com os trabalhos da Polícia Federal, Ministério Público Federal, Poder Judiciário, Tribunal de Contas da União (TCU) e Controladoria Geral da União (CGU) para que todos os crimes e irregularidades sejam apurados. Já atendemos centenas de pedidos de documentos e informações feitos pelos investigadores.

Também cooperamos plenamente com a investigação da U.S. Securities and Exchange Commission (SEC), que investiga, desde novembro de 2014, potenciais violações a leis norte-americanas em decorrência das informações apuradas no âmbito da "Operação Lava Jato", assim como o U.S. Department of Justice (DoJ).

Somos oficialmente reconhecidos como vítima dos crimes apurados na "Operação Lava Jato" pelo Ministério Público Federal e pelo juiz competente para julgar os processos relacionados ao caso. Por esse motivo, ingressamos nas ações penais como assistentes de acusação e renovamos o nosso compromisso de continuar cooperando para a elucidação dos fatos e comunicá-los regularmente aos nossos investidores e ao público em geral.

Não toleramos qualquer prática de corrupção e consideramos inadmissíveis práticas de atos ilegais envolvendo os nossos empregados. Deste modo, em 2015, tomamos diversas medidas como resposta às ocorrências reveladas na "Operação Lava Jato", conforme mencionado a seguir.

No processo de fortalecimento da estrutura de controles internos, a Companhia continuou a implementar medidas para aprimorar sua governança corporativa e os sistemas de conformidade (compliance).

No que tange à Governança Corporativa, o Estatuto Social da Companhia foi reformado. Assim, os comitês de assessoramento ao Conselho de Administração se transformaram em estatutários, incluindo o Comitê de Auditoria, que, em 26 de fevereiro de 2016, foi instaurado como Comitê de Auditoria Estatutário, nos termos da Instrução CVM nº 308/99, alterada pelas Instruções CVM nº 509/11 e nº 545/14; e o Comitê de Remuneração e Sucessão, responsável por estabelecer os critérios mínimos a serem atendidos para nomeações de Conselheiros, Diretores e Gerentes Executivos. Houve, ainda, a criação de dois novos comitês, o Comitê Estratégico e o Comitê Financeiro. Importante mencionar também a nova forma de representação da Companhia, sempre por dois diretores em conjunto.

Além disso, foram revisados os limites de competência na Petrobras, mediante a implantação de um sistema de autorização compartilhada, em que no mínimo dois gestores são necessários para a tomada de decisões.

Quanto aos sistemas de conformidade (compliance), a Companhia, dentre outras iniciativas, optou por:

reestruturar sua Ouvidoria-Geral, implementando um canal único de denúncias recebidas por empresa independente;

revisar e atualizar o Manual do Programa Petrobras de Prevenção da Corrupção (PPPC), bem como seus instrumentos contratuais e o Manual da Petrobras para Contratação;

desenvolver implementação, em todas as suas contratações, de procedimentos corporativos de qualificação relacionados ao requisito de integridade. Esse procedimento prevê a aplicação de um processo de revisão (Due Diligence) de Integridade e identificação de pontos de atenção (red flags).

manter vigente bloqueio cautelar de empresas, uma importante medida preventiva adotada pela Petrobras, impedindo que empresas investigadas participem de processos licitatórios e venham a assinar novos contratos;

constituir, na estrutura organizacional formal da Companhia, um Comitê de Correição, com a finalidade de orientar, homogeneizar e acompanhar a aplicação de sanções disciplinares em casos relacionados a fraude ou corrupção; e

aprovar Política de Gestão de Riscos Empresariais, em junho de 2015, que explicita autoridades, responsabilidades, os princípios e as diretrizes que devem nortear as iniciativas associadas à gestão de riscos no Sistema Petrobras.

Continua em andamento a investigação interna realizada por dois escritórios independentes contratados em outubro de 2014, que têm como interlocutor um Comitê Especial que responde diretamente ao Conselho de Administração da Companhia. O Comitê é composto pelo nosso diretor de Governança, Risco e Conformidade, João Adalberto Elek Junior, e por outros dois representantes independentes e com notório conhecimento técnico: a brasileira Ellen Gracie Northfleet, ministra aposentada do Supremo Tribunal Federal, reconhecida internacionalmente como jurista com vasta experiência na análise de questões complexas; e o alemão Andreas Pohlmann, Chief Compliance Officer da Siemens AG de 2007 a 2010, que atua nas áreas de conformidade e governança corporativa.

Para averiguar indícios ou ocorrências que possam ser caracterizados como não conformidades relativas a normas, procedimentos ou regulamentos corporativos, constituímos comissões internas de apuração, cujos resultados apresentamos às autoridades brasileiras, à medida que as comissões são concluídas.

Além disso, temos tomado as medidas necessárias para recuperar danos sofridos em função do esquema de pagamentos indevidos, inclusive os relacionados à nossa imagem corporativa.

Com esse objetivo, ingressamos cinco ações civis públicas por atos de improbidade administrativa, ajuizadas pelo Ministério Público Federal em 20 de fevereiro de 2015, bem como em outra ação de mesmo objeto ajuizada pela União Federal, incluindo pedido de indenização por danos morais.

Para cada ação de improbidade, foi distribuída uma ação cautelar, com objetivo de bloqueio de bens dos réus para garantir o futuro ressarcimento da Petrobras, o que já foi deferido pelos respectivos Juízos.

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.

Nesse sentido, em 2015, a Petrobras recebeu como ressarcimento de danos, a quantia de US$ 72, referentes a parte do montante repatriado de Pedro José Barusco Filho (ex-Gerente Executivo de Serviços) através do acordo de colaboração premiada por ele celebrado.

Não obstante, a Companhia não pode estimar de forma confiável qualquer valor recuperável adicional neste momento. Valores recebidos, ou quando sua realização se tornar praticamente certa, serão reconhecidos no resultado do exercício.

3.2. Abordagem adotada para ajuste de ativos afetados pelos gastos adicionais

Não é possível 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 realizadas, representando em quanto seus ativos foram superavaliados como resultado de gastos adicionais cobrados por fornecedores e empreiteiras e utilizados por eles para realizar pagamentos indevidos.

Identificar a data e o montante exatos dos gastos adicionais impostos por fornecedores e empreiteiras à Companhia continua sendo impraticável em função das limitações descritas a seguir:

As informações disponíveis para a Companhia, através dos depoimentos, identificam as empresas envolvidas no esquema de pagamentos indevidos, o período de tempo em que o esquema funcionou e indicam diversos contratos alvo dos atos ilícitos, porém não especificam 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 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 no item 3.1, porém a investigação interna independente está em andamento e não se espera que apresente 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 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.

Devido à impraticabilidade de identificação dos períodos e montantes de gastos adicionais incorridos pela Companhia, a Petrobras desenvolveu uma metodologia para estimar o ajuste que foi feito no ativo imobilizado no terceiro trimestre de 2014, que envolve os cinco passos descritos a seguir:

1)Identificação da contraparte do contrato: foram listadas todas as Companhias citadas como membros do cartel 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 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 verificados 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.

Cabe esclarecer que aditivos em contratos com empresas envolvidas na metodologia para estimar o ajuste que foi feito no ativo imobilizado no terceiro trimestre de 2014, somente podem ser firmados a partir de 2015, de forma excepcional, após análise e conclusão de que o aditivo é imprescindível para os negócios da Petrobras e após a aplicação de rigorosos mecanismos de conformidade que mitiguem os riscos de fraude e corrupção. Essa avaliação inclui uma análise sobre aspectos financeiros e comerciais de forma independente do contrato original de modo a garantir que os valores sejam vantajosos para a Petrobras e não estejam contaminados por pagamentos indevidos. Por essa razão, não se vislumbra a necessidade de ajustes adicionais em função de aditivos firmados a partir de 2015.

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 prestados em colaborações premiadas, 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 incorporou 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 associada ao esquema de pagamentos indevidos 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 estavam 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.

Na preparação das demonstrações contábeis do período findo em 31 de dezembro de 2015, a Companhia considerou todas as informações disponíveis, não tendo identificado nenhuma informação adicional que impactasse a metodologia de cálculo adotada e consequentemente o registro contábil de baixas complementares:

Depoimentos prestados no âmbito dos acordos de colaboração premiada celebrados pelo Ministério Público Federal e que não estão mantidos em sigilo;

Ações de improbidade administrativa ajuizadas pelo Ministério Público Federal contra membros do cartel pelos danos materiais atribuíveis ao esquema de pagamentos indevidos;

Ações criminais ajuizadas pelo Ministério Público Federal contra indivíduos envolvidos no esquema de pagamentos indevidos, como representantes das empreiteiras, intermediários ou ex-empregados da Petrobras;

Decisões do Judiciário nas ações de improbidade administrativa e ações penais ajuizadas pelo Ministério Público Federal: decretação de indisponibilidade de bens de parte dos réus, deferimento de pedidos de prisão provisória de investigados, recebimento de denúncias, entre outras;

Sentenças de 1ª instância proferidas em parte das ações criminais ajuizadas pelo Ministério Público Federal;

Acordo de leniência da empresa Setal Engenharia e Construções, participante do cartel, com as autoridades brasileiras;

Termo de Cessação de Conduta da empresa Construções e Comércio Camargo Corrêa, participante do cartel, com as autoridades brasileiras;

Nota Técnica nº 38/2015 do Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE, que fundamentou a instauração de Processo Administrativo em face dos membros do cartel.

A Petrobras monitorou as investigações da "Operação Lava Jato" efetuadas pelas autoridades brasileiras e pela investigação interna independente conduzida por escritórios de advocacia, obtendo progressos satisfatórios. Como resultado, não foram identificadas novas informações que alterassem o ajuste realizado de gastos adicionais capitalizados indevidamente, ou impactasse de forma relevante a metodologia adotada pela Companhia. A Petrobras continuará monitorando as investigações para obter informações adicionais e avaliar seu potencial impacto sobre os ajustes realizados.

3.3. Investigações envolvendo a Companhia

A Petrobras não é um dos alvos das investigações da “Operação Lava Jato” e é reconhecida formalmente pelas Autoridades Brasileiras como vítima do esquema de pagamentos indevidos.

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 intimação (*subpoena*) e pretende continuar contribuindo, em conjunto com os escritórios de advocacia brasileiro e norte-americano contratados para realizar uma investigação interna independente.

Em 15 de dezembro de 2015, foi editada a Portaria de Inquérito Civil nº 01/2015, pelo Ministério Público do Estado de São Paulo, instaurando Inquérito Civil para apuração de potenciais danos causados aos investidores no mercado de valores mobiliários, tendo a Petrobras como Representada. A Companhia prestará todas as informações pertinentes.

3.4. Ações judiciais envolvendo a Companhia

A nota explicativa 30 apresenta informações sobre ações coletivas (class actions) e outros processos judiciais da Companhia.

4. Sumario das principais praticas contábeis

As práticas contábeis descritas abaixo foram aplicadas de maneira consistente pela Companhia nas demonstrações contábeis apresentadas.

4.1. Base de consolidação

As demonstrações contábeis consolidadas abrangem informações da Petrobras e das suas controladas (subsidiárias).

O controle é obtido quando a Petrobras possui: i) poder sobre a investida; ii) exposição a, ou direitos sobre, retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a investida; e iii) a capacidade de utilizar seu poder sobre a investida para afetar o valor de seus retornos.

Subsidiárias são consolidadas a partir da data em que o controle é obtido até a data em que esse controle deixa de existir, utilizando práticas contábeis consistentes às adotadas pela Companhia.

A nota explicativa 11 apresenta as empresas consolidadas, juntamente com os demais investimentos diretos.

A Petrobras não tem participação acionária nas entidades estruturadas consolidadas, no entanto, o controle é determinado pelo poder que a Companhia possui sobre as atividades operacionais relevantes dessas entidades.

As empresas consolidadas sãs as seguintes:

Entidades estruturadas consolidadas	País	Principal segmento de atuação
Charter Development LLC – CDC	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

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. Relatórios por segmento de negócio

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

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

As informações por área de negócio estão segmentadas de acordo com a gestão dos negócios da Companhia.

Com a extinção da Diretoria Internacional, a gestão dos negócios internacionais foi realocada às áreas de negócios do E&P, Abastecimento e Gás e Energia, assegurando as especificidades de cada área de negócio em que o Sistema Petrobras atua.

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 e no exterior, 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, no Brasil e no exterior, 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 Brasil e no exterior 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: responsável pela distribuição de derivados, etanol e gás natural veicular no Brasil, representada pelas operações da Petrobras Distribuidora S.A., assim como por operações de distribuição de derivados no exterior (América do Sul).

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.

A nota explicativa 29 apresenta a demonstração do resultado e o ativo por área de negócio.

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 e capacidade 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. Mensurados ao valor justo, cujas alterações são reconhecidas no resultado como receitas (despesas) financeiras.

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. Mensurados 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. Mensurados 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 posteriores atribuíveis a juros, variação cambial e inflação 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, posteriormente, 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 possa ser confiavelmente estimada. A perda é reconhecida no resultado como despesa de vendas.

4.3.4. Financiamentos

São reconhecidos, inicialmente, pelo valor justo, líquido dos custos incorridos na transação e são, subsequentemente, demonstrados pelo custo amortizado utilizando o método de juros efetivos.

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 de fluxo de caixa

A Companhia utiliza instrumentos derivativos e não derivativos como instrumentos de proteção e aplica a contabilidade de *hedge* de fluxo de caixa para determinadas transações.

As relações de *hedge* de fluxos de caixa se referem a *hedge* de exposição à variabilidade nos fluxos de caixa atribuível a um risco particular associado a um ativo ou passivo reconhecido ou a uma transação prevista altamente provável, que possam afetar o resultado.

Em tais *hedge*s, a parcela eficaz dos ganhos e perdas decorrentes dos instrumentos de proteção é reconhecida no patrimônio líquido em outros resultados abrangentes e transferida para o resultado financeiro quando o item protegido for efetivamente realizado. A parcela não eficaz 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 contabilidade de *hedge* (*hedge accounting),* o ganho ou perda acumulado permanece reconhecido no patrimônio líquido. A reclassificação do ganho ou perda para o resultado é realizada quando a transação prevista ocorre. Quando não se espera que 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.

Nas demonstrações contábeis individuais, os investimentos em entidades coligadas, controladas e empreendimentos controlados em conjunto são avaliados pelo método da equivalência patrimonial (MEP) a partir da data em que elas se tornam sua coligada, empreendimento controlado em conjunto e controlada. Apenas as operações em conjunto constituídas por meio de entidade veículo com personalidade jurídica própria são avaliadas pelo MEP. Para as demais as operações em conjunto, a Companhia reconhece a participação dos seus ativos, passivos e as respectivas receitas e despesas nestas operações.

As demonstrações contábeis dos empreendimentos controlados em conjunto e coligadas são ajustadas para assegurar consistência com as políticas adotadas pela Petrobras. Os dividendos recebidos desses investimentos societários são reconhecidos como redução do valor dos respectivos investimentos.

4.6. Combinação de negócios e goodwill

O método de aquisição é aplicado para as transações em que 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 mudanças de participações em controladas que não resultem em alteração de controle não são consideradas uma combinação de negócios e, portanto, são reconhecidas diretamente no patrimônio líquido, como transações de capital, pela diferença entre o preço pago/recebido e o valor contábil da participação adquirida/vendida.

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

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

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, 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 compreende também os custos diretamente atribuíveis para colocar o ativo em condições de operação, bem como, quando aplicável, estimativa dos custos com desmontagem e remoção do imobilizado e de restauração do local onde está localizado, deduzido da depreciação acumulada e perdas por redução ao valor recuperável de *ativos (impairment).*

Os gastos com grandes manutenções planejadas efetuadas para restaurar ou manter os padrões originais de desempenho das unidades industriais, das unidades marítimas de produção e dos navios são reconhecidos no ativo imobilizado quando os requisitos de reconhecimento são atendidos. Esses gastos são depreciados pelo período previsto até a próxima grande manutenção. Os gastos com as manutenções que não atendem a esses requisitos são reconhecidos como resultado do período (custo ou despesa).

As peças de reposição e sobressalentes com vida útil superior a um ano e que só podem ser utilizados em conexão com itens do ativo imobilizado são reconhecidos e depreciados junto com o bem principal.

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 vigentes 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 cessa a capitalização dos encargos financeiros dos ativos qualificáveis cujo desenvolvimento esteja interrompido por longos períodos.

Os ativos depreciados pelo método das unidades produzidas são aqueles relacionados diretamente à produção de petróleo e gás, cuja vida útil é igual ou maior do que a vida do campo (tempo de exaustão das reservas).

Os ativos depreciados pelo método linear são: (i) aqueles vinculados diretamente à produção de óleo e gás, cuja vida útil é inferior à vida útil do campo (tempo de exaustão da reserva); (ii) as plataformas móveis; e (iii) os demais bens não relacionados diretamente à produção de petróleo e gás.

A taxa de depleção dos bens depreciados pelo método de unidades produzidas é calculada com base na produção mensal do respectivo campo produtor em relação a sua respectiva reserva provada desenvolvida.

Direitos e concessões, como o bônus de assinatura e cessão onerosa de direitos de exploração em blocos da área do pré-sal, são amortizados de acordo com o método das unidades produzidas, considerando o volume de produção mensal em relação às reservas provadas totais de cada campo produtor.

Os terrenos não são depreciados. Os outros bens do imobilizado são depreciados pelo método linear com base nas vidas úteis estimadas, que estão demonstradas por classe de ativo na nota explicativa 12.2.

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 assinatura pagos pela obtenção de concessões para exploração de petróleo ou gás natural, concessões de serviços públicos, além de marcas e patentes, *softwares* e ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill),* decorrente de aquisição de participação com controle. Nas demonstrações contábeis individuais, este *ágio* é apresentado no Investimento.

Os direitos e concessões correspondentes aos bônus de assinatura das concessões, quando da declaração de comercialidade dos campos, são reclassificados para o ativo imobilizado e, desta forma, os valores relativos à cessão onerosa de direitos de exploração em blocos da área do pré-sal estavam classificados no Intangível até a declaração de comercialidade, em 29 de dezembro de 2014, conforme nota explicativa 13.1. Os bônus de assinatura das concessões, enquanto estão no ativo intangível, não são amortizados, sendo os demais intangíveis de vida útil definida, amortizados linearmente pela vida útil estimada.

Ativos intangíveis gerados internamente não são capitalizados, sendo reconhecidos como despesa no resultado do período em que foram incorridos, exceto os gastos com desenvolvimento que atendam aos critérios de reconhecimento relacionados à conclusão e uso dos ativos, geração de benefícios econômicos futuros, dentre outros.

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

4.10. Redução ao valor recuperável de ativos – Impairment

A Companhia avalia os ativos do imobilizado e do intangível quando há indicativos de não recuperação do seu valor contábil. Os ativos vinculados ao desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural e aqueles que têm vida útil indefinida, como o ágio por expectativa de rentabilidade futura (*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. 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, as sinergias do sistema Petrobras e a expectativa de utilização dos ativos até o final da vida útil, o valor recuperável utilizado para avaliação do teste é o valor em uso, exceto quando especificamente indicado.

O valor em uso é estimado com base no valor presente dos fluxos de caixa futuros decorrentes do uso contínuo dos respectivos ativos, considerando as melhores estimativas da Companhia. Os fluxos de caixa são ajustados 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 grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa, entradas essas que são em grande parte independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos (Unidade Geradora de Caixa – UGCs).

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, ou polo a polo, para identificação de possíveis perdas na recuperação, com base no fluxo de caixa futuro estimado.

A reversão de perdas reconhecidas anteriormente é permitida, exceto com relação à redução no valor do ágio (*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 um 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 não circulantes e eventuais passivos associados são classificados como mantidos para venda quando seu valor contábil for recuperável, principalmente, por meio da venda.

A Companhia aprovou um plano de desinvestimento e está estudando oportunidades de desinvestimentos em suas diversas áreas de atuação. A carteira de desinvestimentos é dinâmica, pois o desenvolvimento das transações depende das condições negociais e de mercado, podendo sofrer alterações em função do ambiente externo e da análise contínua dos negócios da Companhia.

Para a Companhia, a condição para a classificação como mantido para venda somente é alcançada quando a alienação for aprovada pela Administração, o ativo estiver disponível para venda imediata em suas condições atuais e existir a expectativa de que a venda ocorra em até 12 meses após a classificação como disponível para venda. Contudo, nos casos em que comprovadamente o não cumprimento do prazo de até 12 meses for causado por acontecimentos ou circunstâncias fora do controle da Companhia e se ainda houver evidências suficientes da alienação, a classificação pode ser mantida.

Estes ativos e seus passivos associados devem ser mensurados pelo menor valor entre o contábil e o valor justo líquido das despesas de venda. Os ativos e passivos relacionados são apresentados de forma segregada no balanço patrimonial.

4.13. Desmantelamento de áreas

Representam os gastos futuros estimados referentes à obrigação legal de recuperar o meio ambiente e desmobilizar e desativar as unidades produtivas, em função da exaustão da área explorada ou da suspensão permanente das atividades na área por razões econômicas.

Desde que exista obrigação legal e seu valor possa ser estimado em bases confiáveis, os gastos com desmantelamento de áreas são reconhecidos como parte do ativo imobilizado que lhes deu origem pelo seu valor presente, obtido por meio de uma taxa de desconto ajustada ao risco, tendo como contrapartida o registro de uma provisão no passivo da Companhia.

As estimativas de desmantelamento de área são revisadas anualmente e amortizadas nas mesmas bases dos ativos principais. Os juros incorridos pela atualização da provisão são classificados como despesas financeiras.

As obrigações futuras com desmantelamento de área de produção de petróleo e gás são passíveis de registro após as declarações de comercialidade que deram origem aos campos de produção e são revisadas anualmente.

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 que incorporam 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, exceto quando a realização do ganho é praticamente certa.

Os passivos contingentes não são reconhecidos no balanço, porém são objeto de divulgação em notas explicativas quando a probabilidade de saída de recursos for possível, inclusive aqueles cujos valores não possam ser estimados.

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.

Imposto de renda e contribuição social correntes

Para fins de apuração do imposto de renda e da contribuição social sobre o resultado corrente, a Companhia adotou e aplicou as disposições contidas na Lei 12.973/14 a partir do exercício de 2015. A referida lei revogou o Regime Tributário de Transição (RTT), cujos efeitos estão sendo divulgados na nota explicativa 21.5.

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.

O imposto de renda e a contribuição social correntes são apresentados líquidos, por contribuinte, quando existe direito à compensação dos valores reconhecidos e quando há intenção de liquidar em bases líquidas, ou realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

Imposto de renda e contribuição social diferidos

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são calculados sobre as diferenças temporárias apuradas entre as bases fiscais de ativos e passivos e seus valores contábeis, na data do período que está sendo reportado. Impostos diferidos ativos são reconhecidos somente na proporção em que o lucro real futuro esteja disponível e contra o qual as diferenças temporárias possam ser utilizadas. Quando da existência de ativo fiscal diferido líquido, situação esta que ocorre quando o valor do ativo fiscal diferido supera o valor reconhecido como passivo fiscal diferido, relacionados ao mesmo ente tributante, o reconhecimento baseia-se em estudo técnico de rentabilidade futura, aprovado pela Administração da Companhia.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são determinados mediante aplicação das alíquotas (e legislação fiscal) que estejam em vigor ao final do período que está sendo reportado, aplicadas quando os respectivos ativos e passivos diferidos forem realizados ou liquidados.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são apresentados líquidos, por contribuinte, quando existe direito à compensação dos ativos fiscais correntes contra os passivos fiscais correntes e os ativos fiscais diferidos e os passivos fiscais diferidos estão relacionados com tributos sobre o lucro lançados pela mesma autoridade tributária na mesma entidade tributável.

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, de acordo com o método da unidade de crédito projetada, líquido dos ativos garantidores do plano, quando aplicável.

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 são reconhecidas quando incorridas 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 de benefício definido é a mudança, durante o período, no valor líquido de passivo de benefício definido resultante da passagem do tempo.

Remensurações do valor líquido de passivo de benefício definido, reconhecidos no patrimônio líquido, em outros resultados abrangentes, compreendem: i) ganhos e perdas atuariais e ii) retorno sobre os ativos do plano, menos a receita de juros auferida por esses ativos.

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 ações são apresentados como dedução do patrimônio líquido, como transações de capital, líquido de efeitos tributários.

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.

O benefício fiscal dos juros sobre 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 e saúde 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 os riscos e benefícios mais significativos 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 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 contábeis requer o uso de estimativas e julgamentos para determinadas operações e seus reflexos em ativos, passivos, receitas e despesas. As premissas utilizadas são baseadas no histórico e em outros fatores considerados relevantes, revisadas periodicamente pela Administração e cujos resultados reais podem diferir dos valores estimados.

A seguir são apresentadas informações apenas sobre práticas contábeis e estimativas que requerem elevado nível de julgamento ou complexidade em sua aplicação e que podem afetar materialmente a situação financeira e os resultados da Companhia.

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. Os volumes de reservas são utilizados para o cálculo das taxas de depreciação/depleção/amortização no método de unidades produzidas e teste de recuperabilidade dos ativos (*impairment*).

A determinação da estimativa do volume de reservas requer julgamento significativo e está sujeita a revisões, no mínimo anualmente, realizadas a partir de reavaliação de dados preexistentes e/ou novas informações disponíveis relacionadas à produção e geologia dos reservatórios, bem como alterações em preços e custos utilizados. As revisões podem, também, resultar de alterações significativas na estratégia de desenvolvimento da Companhia ou na 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, sendo que no critério ANP/SPE utiliza-se os preços de projeção da empresa, enquanto que para o critério SEC deve ser considerado o preço médio do primeiro dia útil dos últimos 12 meses; e a permissão da ANP de se considerar volumes além do prazo de concessão, para o critério ANP/SPE. Pelo critério SEC, são estimadas apenas as reservas provadas, enquanto no critério ANP/SPE são estimadas as reservas provadas e não provadas.

De acordo com as definições prescritas pela SEC, reservas provadas são as quantidades estimadas cujos dados de engenharia e geológicos demonstram, com razoável certeza, ser recuperáveis no futuro, a partir de reservatórios conhecidos e sob condições operacionais e econômicas existentes (preços e custos na data em que a estimativa é realizada). As reservas provadas são subdivididas em desenvolvidas e não desenvolvidas.

Reservas provadas desenvolvidas são aquelas que 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, depleção e amortização

Depreciação, depleção 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, depleção 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/depleção/amortização, enquanto um incremento das reservas resultaria, prospectivamente, em redução no valor de despesas com depreciação/depleção/amortização.

Outras informações sobre depreciação e depleção são apresentadas nas notas explicativas 4.8 e 12.

b) Impacto das reservas de petróleo e gás natural e preços no teste de *impairment*

Para avaliar a recuperabilidade dos ativos relacionados à exploração e desenvolvimento de petróleo e gás natural, a Companhia utiliza o valor em uso, conforme nota explicativa 4.10. Em geral, as análises baseiam-se em reservas provadas e reservas prováveis de acordo com os critérios estabelecidos pela ANP/SPE.

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 testes de recuperabilidade dos ativos (*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.

Alterações nas Unidades Geradoras de Caixa (UGCs) identificadas pela Companhia podem resultar em perdas ou reversões adicionais na recuperação de ativos. Isto pode acontecer uma vez que a revisão de fatores de investimentos, estratégicos ou operacionais pode resultar em alterações nas interdependências entre ativos e, consequentemente, na agregação ou desagregação de ativos que faziam parte de determinadas UGCs.

As premissas utilizadas foram as seguintes:

UGCs da área de Exploração e Produção:

i) UGC - 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 no Brasil e exterior. Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia revisou a composição do polo Centro-Sul, vinculado à Unidade Operacional da Bacia de Campos (UO-BC), produtor de óleo com gás associado, excluindo alguns campos que passaram a ser testados individualmente. Essa exclusão deve-se: (i) ao início da fase de interrupção de produção do Campo de Bicudo; (ii) ao processo de alienação dos Campos de Bijupirá e Salema; e (iii) à revisão do planejamento de escoamento de gás do polo, desconsiderando a necessidade de injeção de gás para garantir a produção de óleo, devido à elevada demanda do produto pelo mercado para geração termoelétrica, com a consequente exclusão dos Campos de Espadarte, Linguado, Badejo, Pampo, Trilha, Tartaruga Verde e Tartaruga Mestiça.

ii) UGC - Sonda de perfuração, cada sonda de perfuração representa uma unidade geradora de caixa isolada.

UGCs da área de Abastecimento:

i) UGC Abastecimento: conjunto de ativos que compõe 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, diante de uma série de circunstâncias que incluem: a) postergação dos projetos do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj) e 2º trem de refino da Refinaria Abreu e Lima (RNEST); b) redução das receitas operacionais devido ao declínio dos preços do petróleo no mercado internacional; c) desvalorização do Real; d) dificuldades de acesso ao mercado de capitais; e e) insolvência de empreiteiras e fornecedores, a Companhia excluiu ativos em construção no âmbito dos projetos do Comperj e 2º trem de refino RNEST desta UGC, passando a tratar esses ativos como duas UGCs isoladas: Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj) e 2º trem de refino da Refinaria Abreu e Lima (RNEST);

ii) UGC Petroquímica: ativos das plantas petroquímicas das empresas PetroquímicaSuape e Citepe;

iii) UGC Transporte: a unidade geradora de caixa desse segmento é definida pelos ativos da frota de navios da Transpetro;

iv) UGC SIX: planta de processamento de xisto; e

v) Demais UGCs: compreendem ativos no exterior avaliados ao menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos.

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). Durante o trimestre findo em 31 de dezembro de 2014, após a interrupção das obras da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (MS), a Companhia rescindiu 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. Adicionalmente, no decorrer do exercício de 2015, o novo plano de negócios e gestão - PNG de 2015 a 2019 excluiu do seu horizonte o projeto da Unidade de Fertlizantes Nitrogenados V (UFN V). Em função disso, a Companhia excluiu os ativos em construção da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (UFN III) e da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados V (UFN V), desta UGC, passando a tratar esses ativos como UGCs isoladas: UFN III e UFN V;

ii) UGC Energia: conjunto de ativos que compõe o portfólio de usinas termoelétricas (UTE); e

iii) Demais UGCs: compreendem ativos no exterior avaliados ao menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos.

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 (UGC Biodiesel): conjunto de ativos que compõe as usinas de 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.

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;

Taxa de variação de custos médicos e hospitalares - premissa representada pela projeção de taxa de crescimento dos custos médicos e hospitalares, baseada no histórico de desembolsos para cada indivíduo (*per capta)* da Companhia nos últimos cinco anos, que se iguala à taxa da inflação geral da economia no prazo de 30 anos.

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 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 em alto mar (*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 regulamentações ambientais e de segurança.

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. Tributos diferidos sobre o lucro

A Companhia utiliza de julgamentos para determinar o reconhecimento e o valor dos tributos diferidos nas demonstrações contábeis. Os ativos fiscais diferidos são reconhecidos se for provável a existência de lucros tributáveis futuros. O tributo diferido passivo é reconhecido integralmente.

A determinação do reconhecimento de ativos fiscais diferidos requer a utilização de estimativas contidas no Plano de Negócios e Gestão (PNG) para o Sistema Petrobras, que anualmente é aprovado pelo Conselho de Administração. Esse plano contém as principais premissas que suportam a mensuração dos lucros tributáveis futuros que são: i) preço do petróleo do tipo *brent*; ii) taxa de câmbio; iii) resultado financeiro líquido.

A movimentação do imposto de renda e contribuição diferidos estão apresentados na nota explicativa 21.6.

5.7. Contabilidade de hedge de fluxo de caixa de exportação

O cálculo das "exportações futuras altamente prováveis" tem como base as exportações previstas no Plano de Negócio e Gestão (PNG) e Plano Estratégico (PE), representando uma parcela dos valores projetados no PNG, sendo determinados pela aplicação de percentual obtido na comparação entre a série histórica de valores projetados e da efetiva realização das exportações. Os valores das exportações futuras são recalculados a cada alteração de premissa na projeção do PNG e do PE. O percentual aplicado sobre os valores projetados de exportação é reavaliado, pelo menos, uma vez ao ano.

A estimativa dos valores projetados da exportação utilizados nos planos de negócios é resultado de um modelo de otimização das operações e investimentos da Companhia, sendo influenciado por diversos fatores, dentre os quais podemos destacar as projeções dos preços dos petróleos e seus derivados, da produção da Petrobras e do consumo no mercado doméstico nacional.

Outras informações e análises de sensibilidades da contabilidade de *hedge* de fluxo de caixa de exportação são divulgadas na nota explicativa 33.2.

5.8. Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente

Como descrito na nota explicativa 3, a Companhia realizou baixas contábeis de R$ 6.194 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 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.

5.9. 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

As principais normas emitidas pelo IASB que ainda não entraram em vigor e não tiveram sua adoção antecipada pela Companhia até 31 de dezembro de 2015 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/CPC 19) que atende a definição de um negócio (IFRS 3/CPC 15), contabilize a aquisição seguindo os mesmos princípios usados em combinações de negócios.	1º de janeiro de 2016
Emenda ao IFRS 10 "Demonstrações Consolidadas" e ao IAS 28 "Investimento em Coligada, em Controlada e em Empreendimento Controlado em Conjunto"	Determina que quando um ativo for vendido para, ou aportado em uma coligada ou em um empreendimento controlado em conjunto, e o ativo atende à definição de negócio (IFRS 3/CPC15), o ganho ou perda deve ser reconhecido integralmente pelo investidor (independentemente da participação de terceiros na coligada ou no empreendimento controlado em conjunto). Porém, se a venda ou o aporte não envolver um negócio, conforme definido pelo IFRS 3/CPC 15, eventual ganho ou perda deve ser reconhecido pelo investidor proporcionalmente à participação de terceiros na coligada ou empreendimento controlado em conjunto.	Postergada indefinidamente.
IFRS 15 - "Receitas de Contrato com Clientes"	Estabelece novos princípios para o reconhecimento, mensuração e divulgação de receitas com clientes. Os requerimentos do IFRS 15 estipulam que a receita seja reconhecida quando o cliente obtém controle sobre as mercadorias ou serviços vendidos, o que altera o modelo atual que se baseia na transferência de riscos e benefícios. Adicionalmente, a nova norma traz mais esclarecimentos sobre reconhecimento de receitas em casos complexos.	1º de janeiro de 2018
IFRS 9 - "Instrumentos Financeiros"	Estabelece um novo modelo para classificação de ativos financeiros, baseado nas características dos fluxos de caixa e no modelo de negócios usado para gerir o ativo. Altera os princípios para reconhecimento de redução ao valor recuperável (*impairment*) de perdas incorridas para um modelo baseado nas perdas esperadas. Institui novos requisitos relacionados à contabilidade de *hedge*.	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 futuros.

IFRS 16 - "Arrendamento Mercantil"

Em 13 de janeiro de 2016, o IASB emitiu o IFRS 16 "Arrendamentos Mercantis", que vigorará para os exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2019 e substituirá o IAS 17 "Arrendamentos Mercantis", bem como interpretações correlatas.

O IFRS 16 contém princípios para a identificação, o reconhecimento, a mensuração, a apresentação e a divulgação de arrendamentos mercantis, tanto por parte de arrendatários como de arrendadores.

Dentre as mudanças para arrendatários, o IFRS 16 eliminará a classificação entre arrendamentos mercantis financeiros e operacionais, requerida pelo IAS 17. Assim, passará a existir um único modelo no qual todos os arrendamentos mercantis resultarão no reconhecimento de ativos referentes aos direitos de uso dos ativos arrendados. Se os pagamentos previstos nos arrendamentos mercantis forem devidos ao longo do tempo, também deverão ser reconhecidos passivos financeiros.

Para os arrendadores, o IFRS 16 manterá a classificação entre arrendamentos mercantis financeiros e operacionais, requerida pelo IAS 17. Dessa forma, o IFRS 16 não deverá alterar substancialmente a forma como arrendamentos mercantis serão contabilizados por arrendadores, quando comparado ao IAS 17.

A Companhia está avaliando os impactos da adoção do IFRS 16 que poderá causar um aumento significativo de ativos e passivos no seu balanço patrimonial. Esta avaliação, quando razoavelmente estimada, poderá implicar na necessidade da Companhia negociar, em determinados contratos de dívida com BNDES, cláusulas relacionadas ao nível de endividamento *(covenants).*

b) Legislação tributária

Em 30 de dezembro de 2015, o Estado do Rio de Janeiro publicou duas novas Leis que elevam, a partir de março de 2016, a carga tributária incidente sobre todo setor petrolífero, conforme definido a seguir:

- Lei nº 7.182 – cria a Taxa de Controle, Monitoramento e Fiscalização das Atividades de Pesquisa, Lavra, Exploração e Aproveitamento de Petróleo e Gás (TFPG) que incide sobre barril de petróleo ou unidade equivalente de gás natural extraído no Estado; e

- Lei nº 7.183 – estabelece a cobrança de ICMS, à alíquota de 18%, sobre as operações de circulação de petróleo, desde os poços de extração.

A Companhia entende que ambas as Leis não são juridicamente sustentáveis e por este motivo questionará junto ao Supremo Tribunal Federal, o reconhecimento da inconstitucionalidade dessas Leis.

7. Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários

Caixa e equivalentes de caixa

	31.12.2015	31.12.2014
Caixa e bancos	808	709
Aplicações financeiras de curto prazo		
- No Brasil		
Fundos de investimentos DI e operações compromissadas	922	1.999
Outros fundos de investimentos	11	41
	933	2.040
- No exterior		
Time deposit	13.276	8.700
Auto Invest e contas remuneradas	8.828	3.573
Outras aplicações financeiras	1.213	1.633
	23.317	13.906
Total das aplicações financeiras de curto prazo	24.250	15.946
Total de caixa e equivalentes de caixa	25.058	16.655

Os fundos de investimentos no país têm seus recursos aplicados em títulos públicos federais brasileiros. As aplicações no exterior são compostas por time deposits com prazos de até três meses, por outras aplicações em contas remuneradas com liquidez diária e outros instrumentos de renda fixa de curto prazo.

Títulos e valores mobiliários

	31.12.2015			31.12.2014		
	País	Exterior	Total	País	Exterior	Total
Para negociação	779	–	779	2.690	–	2.690
Disponíveis para venda	5	1	6	2	19	21
Mantidos até o vencimento	69	14	83	102	6.619	6.721
	853	15	868	2.794	6.638	9.432
Circulante	779	1	780	2.690	6.633	9.323
Não circulante	74	14	88	104	5	109

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 time deposits realizadas com instituições financeiras de primeira linha.

Estes investimentos financeiros possuem prazos de vencimento superiores a três meses e são apresentados no ativo circulante em função da expectativa de realização ou vencimento no curto prazo.

8. Contas a receber

8.1. Contas a receber, líquidas

	31.12.2015	31.12.2014
Clientes		
Terceiros (*)	7.262	10.022
Partes relacionadas		
Investidas (19.1)	533	863
Recebíveis do setor elétrico (nota 8.4)	3.415	2.966
Contas petróleo e álcool - créditos junto ao Governo Federal (nota 19.2)	219	317
Outras	1.699	2.005
	13.128	16.173
Perdas em créditos de liquidação duvidosa - PCLD	(3.656)	(3.372)
	9.472	12.801
Circulante	5.803	7.969
Não circulante	3.669	4.832

(*) Reclassificações em 2014 de US$ 605, conforme descrito na nota explicativa 2.3.

8.2. Contas a receber vencidos - Terceiros

	2015	2014
Até 3 meses	315	823
De 3 a 6 meses	180	178
De 6 a 12 meses	803	181
Acima de 12 meses	1.735	1.832
	3.033	3.014

8.3. Movimentação das perdas em créditos de liquidação duvidosa

	31.12.2015	31.12.2014
Saldo inicial	3.372	1.406
Adições (*)	2.060	2.484
Baixas	(17)	(2)
Reversão	(788)	(128)
Ajuste acumulado de conversão	(971)	(388)
Saldo final	3.656	3.372
Circulante	1.690	1.448
Não circulante	1.966	1.924

(*) Em 2015, as adições são compostas, principalmente, por: US$ 1.218 do setor elétrico (nota 8.4); US$ 374 de perdas sobre multas aplicadas (nota 25); e US$ 70 referente a térmicas do sistema interligado.

8.4. Contas a receber – Setor Elétrico (Sistema Isolado de Energia)

	31.12.2014	Faturamento	Recebimentos	PCLD Constituição	PCLD Reversão	Transferências (*)	Atualização Monetária	CTA	31.12.2015
Partes relacionadas (Sistema Eletrobras)									
Amazonas Distribuidora De Energia	1.989	796	(662)	(431)	90	654	307	(747)	1.996
Centrais Elétricas do Norte	48	77	(114)	–	–	–	–	(10)	1
Centrais Elétricas de Rondônia	471	407	(226)	(274)	14	–	37	(144)	285
Outros	130	108	(64)	(81)	6	–	15	(39)	75
Contas a receber líquido do Sistema Eletrobras	2.638	1.388	(1.066)	(786)	110	654	359	(940)	2.357
Terceiros									
Cigás	427	714	(437)	(290)	459	(654)	36	(112)	143
Centrais Elétricas do Pará	35	211	(230)	(42)	59	–	4	(11)	26
Cia de Eletricidade do Amapá	–	65	(27)	(89)	14	–	47	(1)	9
Cia de Energia de Pernambuco - CELPE	–	95	(93)	–	–	–	–	–	2
Outros	6	90	(88)	(11)	12	–	–	(3)	6
Contas a receber líquido de Terceiros	468	1.175	(875)	(432)	544	(654)	87	(127)	186
Total do Contas a receber líquido	3.106	2.563	(1.941)	(1.218)	654	–	446	(1.067)	2.543
Contas a receber do Sistema Eletrobrás	2.966	1.388	(1.066)	–	–	956	359	(1.188)	3.415
(-) PCLD	(328)	–	–	(786)	110	(302)	–	248	(1.058)
Total do Contas a receber líquido do Sistema Eletrobrás	2.638	1.388	(1.066)	(786)	110	654	359	(940)	2.357
Contas a receber de Terceiros	1.851	1.175	(875)	–	–	(956)	87	(509)	773
(-) PCLD	(1.383)	–	–	(432)	544	302	–	382	(587)
Total do Contas a receber líquido de Terceiros	468	1.175	(875)	(432)	544	(654)	87	(127)	186
Total do Contas a receber	4.817	2.563	(1.941)	–	–	–	446	(1.697)	4.188
(-) PCLD	(1.711)	–	–	(1.218)	654	–	–	630	(1.645)
Total do Contas a receber líquido	3.106	2.563	(1.941)	(1.218)	654	–	446	(1.067)	2.543

(**) A Cigás cedeu à Petrobras créditos que possuía junto à Amazonas Distribuidora de Energia, conforme contrato comercial. Valor líquido de PCLD.

Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia possuía recebíveis líquido de provisão para créditos de liquidação duvidosa – PCLD do setor elétrico referentes ao fornecimento de óleo combustível, gás natural, energia, entre outros produtos, para usinas de geração termoelétrica (controladas da Eletrobras), concessionárias estaduais e produtores independentes de energia (PIEs) localizados na região norte do país, no total de US$ 2.543 (US$ 3.106 em 31 de dezembro de 2014), dos quais US$ 1.919 foram classificados no ativo não circulante.

Uma parcela significativa dos recursos utilizados para a liquidação financeira dos referidos ativos é oriunda do fundo setorial denominado Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), que tem como uma de suas finalidades principais o reembolso parcial dos custos de aquisição dos combustíveis utilizados para a geração de energia elétrica no sistema isolado de energia. Contudo, diversas alterações ocorridas na legislação, no decorrer do tempo, impuseram restrições que reduziram os valores ressarcidos pela CCC às usinas termelétricas do sistema isolado, que por sua vez, passaram a efetuar pagamentos menores do que aqueles devidos à Companhia pelo fornecimento de combustíveis para geração de energia elétrica.

Em 2013, uma nova legislação introduziu ajustes relevantes na origem dos recursos utilizados para subsidiar a geração de energia pelas usinas dos sistemas isolados. A cobertura dos subsídios passou a ocorrer por meio do fundo setorial da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), e não somente por arrecadação direta de quotas da CCC. Com isto, o Tesouro Nacional deveria efetuar aportes para cobertura das despesas que antes eram supridas unicamente pela CCC. Estes aportes, no entanto, se mostraram insuficientes frente ao montante necessário para a cobertura dos custos de geração térmica dos sistemas isolados da Região Norte.

O fluxo de pagamento antes existente envolvendo repasse dos recursos da CCC, que já era insuficiente para cobrir os custos de aquisição dos combustíveis, reduziu significativamente. Com o crescente aumento dos débitos das térmicas do sistema isolado, a Companhia intensificou negociações com as concessionárias estaduais, PIEs, empresas privadas e controladas da Eletrobras. Diante do cenário, em 31 de dezembro de 2014, a Companhia e as empresas do Sistema Eletrobras celebraram contratos de confissão de dívida no montante de US$ 2.202, abrangendo débitos vencidos até 30 de novembro de 2014, atualizados pela SELIC, com pagamentos em 120 parcelas mensais e sucessivas a partir de fevereiro de 2015, dos quais US$ 1.889 possuíam garantia real em 7 de maio de 2015. Esta confissão encontra-se adimplente em 31 de dezembro de 2015.

A partir do início de 2015, com a mudança legal e a introdução da nova política tarifária para o setor elétrico, incluindo aumentos já praticados no primeiro trimestre, esperava-se um maior equilíbrio financeiro das empresas do setor e, por conseguinte, a redução da inadimplência relativa ao fornecimento de combustíveis a partir do segundo trimestre, o que de fato não ocorreu. Em função do tempo necessário para que o aumento do valor das contas de energia elétrica dos consumidores finais das distribuidoras de energia elétrica proporcione o equilíbrio financeiro dessas empresas, o fluxo de recomposição de recursos da CCC está ocorrendo de forma mais lenta, o que vem atrasando os reembolsos pelos custos de aquisição dos combustíveis fornecidos pela Petrobras e agravando a inadimplência destes clientes perante a Companhia.

Com a publicação em 1º de setembro de 2015 da Resolução Normativa nº 679, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), esperava-se uma maior celeridade na liberação dos recursos, devido à possibilidade de pagamento direto pela CCC à Companhia, relativo ao fornecimento de combustíveis realizado no mês imediatamente anterior e limitado a 75% da média dos desembolsos da CCC dos três últimos meses, o que efetivamente não ocorreu, agravando a inadimplência destes clientes perante a Companhia.

A Companhia esperava concluir a assinatura dos contratos de confissão de dívida e a celebração de novos contratos de penhor em garantia de créditos oriundos da CDE, com base na autorização governamental para a repactuação de dívida da CDE com empresas credoras da CCC, considerando as dívidas vencidas no período de 1º de dezembro de 2014 a 30 de junho de 2015. Contudo, dado o insucesso em concluir tais negociações no prazo esperado, a Companhia reconheceu uma provisão para perdas com créditos de liquidação duvidosa (PCLD), no resultado do 4º trimestre de 2015, no montante de US$ 682, equivalente às garantias em negociação.

Diante do exposto e com base no julgamento da Administração, a Companhia reconheceu PCLD no resultado do exercício de 2015 no montante de US$ 564 (US$ 1.696 em 2014), sendo:

- Constituição de PCLD no montante de US$ 1.218, que incluem as garantias em negociação de US$ 682 e considerando fornecimentos vencidos ou a vencer em 31 de dezembro de 2015 sem garantias reais, cujos recebimentos não ocorreram; e

- Reversão de PCLD no montante de US$ 654, basicamente pela assinatura, em 7 de maio de 2015, de contrato de penhor em garantia de crédito oriundo da CDE e em função da existência de lastro financeiro retido em conta vinculada a contrato comercial.

As negociações com a Eletrobras para obtenção de novas garantias reais estão mantidas, assim como as medidas restritivas para evitar o crescimento da inadimplência, como, por exemplo, o fornecimento de produtos na modalidade de pagamento antecipado, salvo quando impedida judicialmente.

9. Estoques

	31.12.2015	31.12.2014
Petróleo	2.895	3.977
Derivados de petróleo	2.206	4.333
Intermediários	612	854
Gás Natural e GNL (*)	253	358
Biocombustíveis	158	150
Fertilizantes	61	34
	6.185	9.706
Materiais, suprimentos e outros	1.272	1.806
	7.457	11.512
Circulante	7.441	11.466
Não circulante	16	46

(*) GNL - Gás Natural Liquefeito

Os estoques consolidados são apresentados deduzidos de provisão, para ajuste ao seu valor realizável líquido, no montante de US$ 155 (US$ 150 em 31 de dezembro de 2014), sendo estes ajustes decorrentes, principalmente, de oscilações nas cotações internacionais do petróleo e seus derivados. O montante acumulado de provisão reconhecido no resultado do exercício, como custo dos produtos e serviços vendidos, é de US$ 430 em 2015 (US$ 1.015 em 2014).

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$ 1.719 (US$ 2.316 em 31 de dezembro de 2014), conforme nota explicativa 22.1.

10. Vendas e incorporações de ativos

10.1. Venda de ativos

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 Compañia General de Combustibles S.A. (CGC) pelo valor de US$ 101 milhões, recebidos nesta data, sendo registrado um ganho de US$ 77 milhões, reconhecidos em outras receitas.

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 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 receitas.

Em 31 de março de 2015, houve pagamento do ajuste de preço final, conforme estabelecido contratualmente. Nesta data, a Companhia recebeu o valor de US$ 78, reconhecido em outras receitas.

Venda de participação da Gaspetro
Em 28 de dezembro de 2015, a Petrobras finalizou a operação de venda de participação de 49% da Petrobras Gás S.A. (Gaspetro) para a Mitsui Gás e Energia do Brasil Ltda (Mitsui-Gás).

Esta operação foi concluída com o pagamento de US$ 495 pela Mitsui-Gás, ocorrido naquela data, após o cumprimento de todas as condições precedentes previstas no Contrato de Compra e Venda de Ações, firmado em 23 de outubro de 2015, incluindo a aprovação definitiva e sem restrições pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), sendo registrado o valor de US$ 257 (US$ 170 líquido de impostos) como contribuição adicional de capital, tendo em vista a manutenção do controle acionário pela Petrobras.

Foram propostas ações judiciais questionando a transação, não tendo sido, entretanto, proferida até o momento qualquer decisão definitiva que comprometa a conclusão da operação. A Petrobras esclarece que está promovendo sua defesa na forma da lei.

10.2. Incorporações

Em 30 de janeiro de 2015, a Assembleia Geral Extraordinária da Petrobras aprovou as 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.

10.3. Ativos classificados como mantidos para venda

Em 31 de dezembro de 2015 a Companhia classificou o montante de US$ 152 como Ativos mantidos para venda (US$ 5 em 2014), incluindo US$ 150 referentes aos campos de produção Bijupirá e Salema e US$ 2 a sondas de perfuração PI, PIII e PIV (US$ 5 em 2014). Adicionalmente, o montante de US$ 125 classificado como passivos associados a ativos mantidos para venda refere-se à provisão para desmantelamento dos campos Bijupirá e Salema.

A avaliação destes ativos resultou no reconhecimento de *impairment* conforme divulgado na nota explicativa 14.3.

Em 26 de fevereiro de 2016 os contratos de venda das concessões dos campos de Bijupirá e Salema foram rescindidos conforme divulgado na nota explicativa 35. Desta forma, os valores referentes a estes campos serão reclassificados para o ativo imobilizado e para provisão de desmantelamento de áreas no exercício de 2016.

11. Investimentos

11.1. Investimentos diretos em controladas, subsidiárias, empreendimentos controlados em conjunto, operações em conjunto e coligadas

	Principal segmento de atuação	% de Participação direta da Petrobras	% no Capital votante	Patrimônio líquido (passivo a descoberto)	Lucro líquido (prejuízo) do exercício	País
Subsidiárias e Controladas						
Petrobras Netherlands B.V. - PNBV (i)	E&P	100,00	100,00	20.035	(1.017)	Holanda
Petrobras Distribuidora S.A. - BR	Distribuição	100,00	100,00	2.542	(348)	Brasil
Petrobras International Braspetro - PIB BV (i) (ii)	Diversos (iii)	99,98	99,98	2.003	(643)	Holanda
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	Abastecimento	100,00	100,00	1.359	310	Brasil
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG	E&P	100,00	100,00	893	232	Brasil
Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG	Gás e Energia	100,00	100,00	832	(738)	Brasil
Petrobras Gás S.A. - Gaspetro	Gás e Energia	51,00	51,00	478	147	Brasil
Petrobras Biocombustível S.A. - PBIO	Biocombustível	100,00	100,00	288	(258)	Brasil
Petrobras Logística de Gás - Logigás	Gás e Energia	100,00	100,00	282	13	Brasil
Liquigás Distribuidora S.A.	Abastecimento	100,00	100,00	241	34	Brasil
Araucária Nitrogenados S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	216	24	Brasil
Termomacaé Ltda.	Gás e Energia	99,99	99,99	184	45	Brasil
Braspetro Oil Services Company - Brasoil (i)	Corporativo	100,00	100,00	160	10	Ilhas Cayman
Breitener Energética S.A.	Gás e Energia	93,66	93,66	166	26	Brasil
Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco S.A. - CITEPE	Abastecimento	100,00	100,00	145	(246)	Brasil
Termobahia S.A.	Gás e Energia	98,85	98,85	124	25	Brasil
Companhia Petroquímica de Pernambuco S.A. - PetroquímicaSuape	Abastecimento	100,00	100,00	103	(243)	Brasil
Baixada Santista Energia S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	75	7	Brasil
Petrobras Comercializadora de Energia Ltda. - PBEN	Gás e Energia	99,91	99,91	26	8	Brasil
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	E&P	99,00	99,00	17	(19)	Brasil
Petrobras Negócios Eletrônicos S.A. - E-Petro	Corporativo	99,95	99,95	8	1	Brasil
Termomacaé Comercializadora de Energia Ltda	Gás e Energia	100,00	100,00	4	2	Brasil
5283 Participações Ltda.	Corporativo	100,00	100,00	–	103	Brasil
Downstream Participações Ltda.	Corporativo	99,99	99,99	(1)	–	Brasil
Operações em conjunto						
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC	Abastecimento	50,00	50,00	63	11	Brasil
Ibiritermo S.A.	Gás e Energia	50,00	50,00	51	18	Brasil
Empresas não Consolidadas						
Empreendimentos controlados em conjunto						
Logum Logística S.A.	Abastecimento	20,00	20,00	81	(65)	Brasil
Cia Energética Manauara S.A.	Gás e Energia	40,00	40,00	38	10	Brasil
Petrocoque S.A. Indústria e Comércio	Abastecimento	50,00	50,00	35	10	Brasil
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	Abastecimento	33,20	33,33	23	5	Brasil
Brasympe Energia S.A.	Gás e Energia	20,00	20,00	20	2	Brasil
Brentech Energia S.A.	Gás e Energia	30,00	30,00	20	3	Brasil
Metanol do Nordeste S.A. - Metanor	Abastecimento	34,54	34,54	13	(1)	Brasil
Eólica Mangue Seco 4 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00	49,00	11	1	Brasil
Eólica Mangue Seco 3 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00	49,00	10	–	Brasil
Eólica Mangue Seco 1 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00	49,00	9	–	Brasil
Eólica Mangue Seco 2 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	51,00	51,00	9	–	Brasil
Companhia de Coque Calcinado de Petróleo S.A. - Coquepar	Abastecimento	45,00	45,00	2	–	Brasil
Participações em Complexos Bioenergéticos S.A. - PCBIOS	Biocombustível	50,00	50,00	–	–	Brasil
Coligadas						
Sete Brasil Participações S.A.	E&P	5,00	5,00	887	(1.485)	Brasil
Fundo de Investimento em Participações de Sondas - FIP Sondas	E&P	4,59	4,59	867	(1.886)	Brasil
Braskem S.A.	Abastecimento	36,20	47,03	518	943	Brasil
UEG Araucária Ltda.	Gás e Energia	20,00	20,00	220	73	Brasil
Deten Química S.A.	Abastecimento	27,88	27,88	88	31	Brasil
Energética SUAPE II	Gás e Energia	20,00	20,00	60	26	Brasil
Termoelétrica Potiguar S.A. - TEP	Gás e Energia	20,00	20,00	17	1	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 0,0187% da 5283 Participações Ltda. (participação de 11,88%, em 2014, diluída pelos aportes da Petrobras).
(iii) Atuação internacional nas áreas de E&P, Refino, Gás&Energia e Distribuição.

11.2. Mutação dos investimentos

	Saldo em 31.12.2014	Aquisição e Aporte de capital	Reorganizações, redução de capital e outros	Resultado de Participação em investimentos	Ajuste Acumulado De Conversão (Cta)	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Saldo em 31.12.2015
Petrobras Oil & Gas B.V. - PO&G	1.714	–	–	(32)	63	(104)	(96)	1.545
Braskem	1.711	–	–	317	(458)	(658)	(107)	805
Distribuidoras Estaduais de Gás Natural	340	–	–	54	(109)	–	(34)	251
Investidas na Venezuela	312	–	–	(101)	19	(12)	–	218
Guarani S.A.	518	–	–	(66)	(169)	(84)	(5)	194
Nova Fronteira Bionergia	163	–	–	9	(53)	–	–	119
Outras Investidas do Setor Petroquímico	66	–	–	12	(22)	–	(11)	45
Compañia Mega S.A. - MEGA	31	9	–	27	(22)	–	–	45
Compañia de Inversiones de Energia S.A. - CIESA	68	–	–	(3)	(21)	–	–	44
UEG Araucária	73	8	–	1	(20)	–	(19)	43
Sete Brasil Participações	144	24	–	(107)	(55)	(4)	(2)	–
FIP - Sondas	137	21	–	(111)	(43)	–	(4)	–
Demais empresas	459	46	7	(177)	(107)	1	(23)	206
Outros Investimentos	17	–	–	–	(5)	–	–	12
Total	5.753	108	7	(177)	(1.002)	(861)	(301)	3.527

No decorrer de 2015, perdas em investimentos no grupo Sete Brasil (Sete Brasil e FIP Sondas) no montante de US$ 326 foram reconhecidas no resultado de equivalência patrimonial. Parte dessas perdas foi reconhecida diretamente pela Petrobras em seus investimentos, conforme nota explicativa 14.2.2.

Essas perdas refletem a deterioração da situação econômica e financeira do grupo Sete Brasil, a interrupção de grande parte das obras do projeto, bem como do cenário de incerteza sobre as alternativas de continuidade do projeto.

11.3. Investimentos em empresas com ações negociadas em bolsas

	Lote de mil ações			Cotação em bolsa de valores (US$ por ação)		Valor de mercado	
Empresa	**31.12.2015**	**31.12.2014**	**Tipo**	**31.12.2015**	**31.12.2014**	**31.12.2015**	**31.12.2014**
Controlada indireta							
Petrobras Argentina S.A.	1.356.792	1.356.792	ON	0,61	0,65	827	879
						827	879
Coligada							
Braskem S.A.	212.427	212.427	ON	4,07	4,07	866	864
Braskem S.A.	75.793	75.793	PNA	7,07	6,59	536	499
						1.402	1.363

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

11.4. Participação de acionistas não controladores

O total da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido da Companhia é de US$ 819 (US$ 706 em 2014), dos quais US$ 367 são atribuíveis aos acionistas não controladores da Petrobras Argentina S.A. e US$ 234 aos acionistas não controladores da Gaspetro S.A.

A seguir estão apresentadas suas informações contábeis sumarizadas:

	Petrobras Argentina S.A.		Gaspetro
	2015	2014	2015
Ativo circulante	795	1.008	81
Ativo realizável a longo prazo	72	83	59
Investimentos	276	408	303
Imobilizado	1.084	1.355	1
Outros ativos não circulantes	3	2	80
	2.230	2.856	524
Passivo circulante	541	689	18
Passivo não circulante	571	692	27
Patrimônio líquido	1.118	1.475	479
	2.230	2.856	524
Receita operacional líquida	243	145	208
Lucro líquido do exercício	119	43	147
Caixa e equivalentes de caixa gerado (utilizado) no exercício	71	118	(165)

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.

A Gaspetro é uma empresa com participação em diversas distribuidoras de gás, controlada da Petrobras. A Petrobras concluiu a venda de 49% da sua participação na Gaspetro em 28 de dezembro de 2015, conforme divulgado na nota explicativa 10.1.

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:

	2015					2014				
	Empreendimentos em conjunto			Coligadas		Empreendimentos em conjunto			Coligadas	
	País	PO&G (*)	Exterior	País	Exterior	País	PO&G (*)	Exterior	País	Exterior
Ativo Circulante	1.106	934	327	5.358	2.240	1.474	1.033	314	10.701	2.241
Ativo Realizável a Longo Prazo	343	50	21	2.697	199	438	17	23	2.695	210
Imobilizado	1.206	2.790	488	9.599	1.815	1.598	2.527	487	12.207	3.600
Outros ativos não circulantes	554	4	4	2.831	78	753	14	4	4.342	79
	3.209	3.778	840	20.485	4.332	4.263	3.591	828	29.945	6.130
Passivo Circulante	1.331	228	213	4.880	3.607	1.841	288	215	6.795	3.482
Passivo não Circulante	640	1.327	303	12.522	1.057	732	1.134	304	13.425	992
Patrimônio Líquido	1.108	2.223	178	3.268	(332)	1.681	2.169	159	9.779	1.656
Participação dos Acionistas não Controladores	130	–	146	(185)	–	9	–	150	(55)	–
	3.209	3.778	840	20.485	4.332	4.263	3.591	828	29.945	6.130
Receita Operacional Líquida	3.825	1.928	284	15.805	167	5.583	2.175	316	22.540	189
Lucro Líquido do Exercício	155	209	47	1.036	(1.398)	144	236	16	769	331
Percentual de Participação - %	20 a 83%	50%	34 a 50%	5 a 49%	11 a 49%	20 a 83%	50%	34 a 50%	5 a 49%	11 a 49%

(*) A Petrobras Oil & Gas (PO&G) é uma joint venture situada na Holanda, com 50% de participação da Petrobras International BV (PIBBV), para exploração e produção de petróleo e gás na África.

12. Imobilizado

12.1. Por tipo de ativos

	Terrenos, edificações e benfeitorias	Equipamentos e outros bens	Ativos em construção (*)	Gastos c/exploração e desenv. Produção de petróleo e gás (campos produtores)	Total
Saldo em 1º de janeiro 2014	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 capitalizados indevidamente (nota 3)	(35)	(1.160)	(1.078)	(91)	(2.364)
Transferências (***)	2.685	25.371	(36.178)	23.078	14.956
Depreciação, amortização e depleção	(534)	(7.381)	–	(4.888)	(12.803)
"Impairment" - constituição	(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 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 depleção acumulada	(2.944)	(44.034)	–	(28.267)	(75.245)
Saldo em 31 de dezembro 2014	8.035	97.996	52.943	59.756	218.730
Adições	210	1.296	18.349	512	20.367
Constituição/revisão de estimativa de desmantelamento de áreas	–	–	–	4.147	4.147
Juros capitalizados	–	–	1.768	–	1.768
Baixas	(8)	(56)	(1.797)	(407)	(2.268)
Transferências	1.153	8.726	(16.477)	8.468	1.870
Depreciação, amortização e depleção	(468)	(6.374)	–	(4.596)	(11.438)
Impairment - constituição (nota 14)	(238)	(3.837)	(3.008)	(5.220)	(12.303)
Impairment - reversão	–	11	5	23	39
Ajuste acumulado de conversão	(2.584)	(23.869)	(14.173)	(18.989)	(59.615)
Saldo em 31 de dezembro de 2015	6.100	73.893	37.610	43.694	161.297
Custo	8.595	112.307	37.610	67.220	225.732
Depreciação, amortização e depleção acumulada	(2.495)	(38.414)	–	(23.526)	(64.435)
Saldo em 31 de dezembro de 2015	6.100	73.893	37.610	43.694	161.297
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.
(**) Inclui ativos de exploração e produção depreciados baseado no método das unidades produzidas.
(***) Inclui o montante de US$ 10.446, reclassificado do Ativo Intangível para o Imobilizado em 2014, em decorrência da declaração de comercialidade de áreas vinculadas ao Contrato de Cessão Onerosa.

Em 31 de dezembro de 2015, o imobilizado inclui bens decorrentes de contratos de arrendamento que transfiram os benefícios, riscos e controles no montante de US$ 48 (US$ 72 em 31 de dezembro de 2014).

12.2. Abertura por tempo de vida útil estimada

Edificações e benfeitorias, equipamentos e outros bens

Vida útil estimada	Custo	Depreciação Acumulada	Saldo em 2015
até 5 anos	3.407	(2.289)	1.118
6 - 10 anos	8.247	(4.110)	4.137
11 - 15 anos	1.018	(543)	475
16 - 20 anos	33.420	(10.136)	23.284
21 - 25 anos	17.887	(5.631)	12.256
25 - 30 anos	14.532	(3.158)	11.374
30 anos em diante	22.478	(5.293)	17.185
Método da Unidade Produzida	19.512	(9.748)	9.764
	120.501	(40.908)	79.593
Edificações e benfeitorias	8.194	(2.494)	5.700
Equipamentos e outros bens	112.307	(38.414)	73.893

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 atuando como reguladora e fiscalizadora, refere-se ao direito de exercer as atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos localizados em seis blocos na área do Pré-Sal (Franco, Florim, Nordeste de Tupi, Entorno de Iara, Sul de Guará e Sul de Tupi), limitadas à produção de cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo, em até 40 anos, renováveis por mais 5 anos, sob determinadas condições.

O Contrato estabelece que, imediatamente após a declaração de comercialidade de cada área, iniciam-se os procedimentos de revisão do Contrato de Cessão Onerosa, que devem estar baseados em laudos técnicos independentes. Atualmente, após a declaração de comercialidade dos seis blocos, todas as áreas encontram-se em revisão e a conclusão deste processo somente ocorrerá após o fim da 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 de produção estimadas quando da elaboração dos laudos técnicos independentes. Como resultado desta etapa, poderão ser revistos: (i) Valor do contrato; (ii) Volume máximo de barris a serem produzidos; (iii) Prazo de vigência; e (iv) Percentuais mínimos de conteúdo local.

Caso a revisão determine que os direitos adquiridos alcancem um valor maior do 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.

No momento, as atividades referentes à revisão do Contrato de Cessão Onerosa estão em andamento, incluindo a preparação dos laudos pelas certificadoras e a realização de discussões sobre o tema entre Petrobras e representantes da União. A Companhia efetuará os respectivos ajustes nos preços de aquisição, quando a revisão estiver concluída.

Em 31 de dezembro de 2015 o Ativo Imobilizado da Companhia inclui o montante de US$ 19.158 (US$ 28.164 em 31 de dezembro de 2014), referente aos valores pagos na aquisição dos blocos do Contrato de Cessão Onerosa.

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

Os seguintes campos foram devolvidos à ANP durante o exercício de 2015: Itaparica, Camaçari, Carapicú, Baúna Sul, Salema Branca, Nordeste Namorado, parte de Rio Preto, Pirapitanga, Piracucá, Catuá e parte de Mangangá. Estas devoluções devem-se principalmente a inviabilidade econômica dos campos e, consequentemente, a Companhia reconheceu baixas de ativos do montante de US$ 264 como outras despesas.

13. Intangível

13.1. Por tipo de ativos

		Softwares			
	Direitos e Concessões	Adquiridos	Desenvolvidos Internamente	Ágio com expectativa de rentabilidade futura/ Goodwill	Total
Saldo em 1º de janeiro 2014	14.381	142	496	400	15.419
Adições	92	41	118	–	251
Juros capitalizados	–	–	8	–	8
Baixas	(93)	(5)	(10)	–	(108)
Transferências (**)	(10.346)	7	9	(1)	(10.331)
Amortização	(35)	(54)	(131)	–	(220)
Impairment - constituição	(8)	–	–	–	(8)
Impairment - reversão	6	–	–	–	6
Ajuste acumulado de conversão	(405)	(12)	(58)	(33)	(508)
Saldo em 31 de dezembro 2014	3.592	119	432	366	4.509
Custo	4.003	578	1.281	366	6.228
Amortização acumulada	(411)	(459)	(849)	–	(1.719)
Saldo em 31 de dezembro 2014	3.592	119	432	366	4.509
Adição	17	22	78	–	117
Juros capitalizados	–	–	5	–	5
Baixa	(163)	–	(2)	–	(165)
Transferências	71	6	11	–	88
Amortização	(23)	(33)	(97)	–	(153)
Impairment - constituição	(32)	–	–	–	(32)
Impairment - reversão	–	–	–	–	–
Ajuste acumulado de conversão	(1.024)	(34)	(137)	(82)	(1.277)
Saldo em 31 de dezembro de 2015	2.438	80	290	284	3.092
Custo	2.696	435	963	284	4.378
Amortização acumulada	(258)	(355)	(673)	–	(1.286)
Saldo em 31 de dezembro de 2015	2.438	80	290	284	3.092
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, reclassificado do Ativo Intangível para o Imobilizado, em decorrência da declaração de comercialidade de áreas vinculadas ao Contrato de Cessão Onerosa.

Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia não apurou perda na avaliação de recuperabilidade ao ágio por expectativa de rentabilidade futura (goodwill).

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

No exercício de 2015, os direitos sobre os blocos exploratórios devolvidos para a ANP totalizaram US$ 25 (US$ 83 em 2014), localizados nas áreas abaixo:

Àrea	Etapa Exclusivo	Exploratória Parceria
Bacia de Campos	-	1
Bacia de Santos	1	1
Bacia do Ceará	-	1
Bacia do Espírito Santo	-	3
Bacia de Camamu Almada	-	1
Bacia do Amazonas	-	2
Bacia do Parecis	2	-

13.3. Direito de exploração de petróleo - Partilha de Produção

O Consórcio Libra, composto pela Petrobras (40%), Shell (20%), Total (20%), CNODC (10%), CNOOC (10%) e Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo (PPSA), na condição de gestora, celebrou o Contrato de Partilha de Produção no dia 2 de dezembro de 2013 com a União Federal, através do Ministério de Minas e Energia – MME, após a 1ª rodada de licitação do pré-sal realizada em outubro de 2013 pela ANP.

Nos termos do contrato de partilha do Bloco Libra, foram outorgados ao consórcio direitos e obrigações para explorar uma área estratégica do pré-sal conhecida como bloco de Libra, que compreende uma área de cerca de 1.550 km2, 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, dos quais US$ 2.636 couberam à Companhia, referente à sua participação de 40% no consórcio, registrado como Direitos e Concessões.

Atualmente, o projeto está na Fase de Exploração (4 anos), cujo programa exploratório mínimo compreende uma aquisição sísmica 3D, dois poços exploratórios e um Teste de Longa Duração (TLD). Os dados sísmicos foram adquiridos em 2014.

Em fevereiro de 2016, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) aprovou o Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) do poço 2-ANP-2A-RJS.

13.4. Concessão de serviços de distribuição de gás natural canalizado

Em 31 de dezembro de 2015, o ativo intangível inclui contratos de concessão de distribuição de gás natural canalizado no Brasil, no total de US$ 149 (US$ 210 em 2014), com prazos de vencimento entre 2029 e 2043, podendo ser prorrogado. As concessões prevêem 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)

A Companhia avalia a recuperabilidade dos ativos com data base em 31 de dezembro, anualmente, ou quando existir um indicativo de desvalorização.

14.1. Imobilizado e Intangível

Na avaliação de recuperabilidade dos ativos imobilizados e intangíveis com indício de desvalorização, a Companhia empregou o valor em uso dos ativos (individualmente, ou agrupados em unidades geradoras de caixa - UGC), a partir de projeções que consideram:

- vida útil baseada na expectativa de utilização do conjunto de ativos que compõem a UGC, considerando a política de manutenção da Companhia;
- premissas e orçamentos aprovados pela Administração da Companhia para o período correspondente ao ciclo de vida esperado, em razão das características dos negócios; e
- 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.

As principais estimativas utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso das UGCs, foram:

	2016	Longo prazo Média
Brent médio (US$/barril)	45	72
Taxa média de câmbio nominal (R$/US$)	4,06	3,55

14.1.1. Testes de perda no valor de recuperação de ativos (imobilizado e intangível)

Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia realizou teste de perda por desvalorização ou de reversão de desvalorização para determinados ativos e unidades geradoras de caixa com base, principalmente, nos seguintes indicativos de perda ocorridos no quarto trimestre de 2015:

- revisão do conjunto de premissas de médio e longo prazo pela Companhia, frente ao novo cenário de preços de petróleo;
- redução das reservas provadas e prováveis;
- revisão, em janeiro de 2016, da carteira de investimentos, com expressiva redução no dispêndio previsto para os próximos anos (PNG 2015-2019 Ajustado);
- revisão geológica do reservatório do Campo de Papa–Terra; e
- aumento da taxa de desconto decorrente do maior prêmio de risco para o Brasil, pela perda do grau de investimento (*investment grade*).

As perdas oriundas dos testes realizados foram reconhecidas no resultado do exercício e são apresentadas a seguir:

Ativo ou UGC, por natureza	Valor contábil líquido	Valor Recuperável	Perda por desvalorização (*) (**)	Segmento	Comentários
					2015
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	21.202	12.139	8.653	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (a1)
Comperj	1.586	234	1.352	Abastecimento, Brasil	Ver item (b1)
Campos de produção de óleo e gás no exterior	1.548	918	637	Exploração e Produção, Exterior	Ver item (c1)
Equipamentos vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços	750	243	507	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (d1)
UFN III	935	434	501	Gás e Energia, Brasil	Ver item (e)
Complexo Petroquímico Suape	1.143	943	200	Abastecimento, Brasil	Ver item (f1)
UFN V	190	–	190	Gás e Energia, Brasil	
Usinas de Biocombustível	134	88	46	Biocombustíveis, Brasil	
Outros	341	156	210	Diversos	
Total	27.829	15.155	12.296		
					2014
Campos de Produção de óleo e gás no Brasil (diversas UCGs)	6.425	4.863	1.562	Exploração e Produção, Brasil	item (a2)
Comperj	9.721	1.501	8.220	Abastecimento, Brasil	item (b2)
Campos de produção de óleo e gás no exterior	3.126	1.458	1.668	Exploração e Produção, Internacional	item (c2)
Equipamentos vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços	1.091	555	536	Exploração e Produção, Brasil	item (d2)
Complexo Petroquímico Suape	2.847	1.726	1.121	Abastecimento, Brasil	item (f2)
2º trem de refino da RNEST	6.207	2.765	3.442	Abastecimento, Brasil	item (g)
Araucária	367	251	116	Gás e Energia	
NSS Japão	129	–	129	Abastecimento, Internacional	
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$ 3 em 2015 e US$ 35 em 2014.

a1) Campos de produção de óleo e gás no Brasil - 2015

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$ 8.653. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da Companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 8,3% a.a., que deriva da metodologia do WACC para o setor de Exploração e Produção. Essas perdas estão relacionadas, predominantemente, aos campos de Papa-Terra (US$ 2.234), Polo Centro-Sul (US$ 1.179), Polo Uruguá (US$ 986), Espadarte (US$ 593), Linguado (US$ 489), Polo CVIT – Espírito Santo (US$ 375), Piranema (US$ 341), Lapa (US$ 317), Bicudo (US$ 240), Frade (US$ 198), Badejo (US$ 190), Pampo (US$ 91) e Trilha (US$ 84), em função da revisão de premissas de preço, decorrente da queda das projeções dos preços do petróleo no mercado internacional que ocasionaram redução nas reservas de óleo e gás e nos fluxos de caixa dos projetos, bem como pelo aumento da taxa de desconto e revisão geológica do reservatório de Papa-Terra.

a2)Campos de produção de óleo e gás no Brasil - 2014

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., que deriva da metodologia do WACC para o setor de Exploração e Produção. Essas perdas estavam relacionadas, predominantemente, aos campos de Frade, Pirapitanga, Tambuatá, Carapicu e Piracucá, e foram resultado de revisão de premissas e da queda dos preços do petróleo no mercado internacional.

b1)Comperj - 2015

As nossas avaliações dos ativos de refino do Comperj resultaram no reconhecimento de perdas por desvalorização no valor de US$ 1.352. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da Companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 8,1% a.a., que deriva da metodologia do WACC para o setor de refino e considera a inclusão de um prêmio de risco específico para os projetos postergados. Essas perdas decorreram, principalmente: (i) do aumento da taxa de desconto; e, (ii) postergação da expectativa de entrada de caixa do projeto.

b2)Comperj – 2014

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., 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 de menor crescimento econômico.

c1)Campos de produção de óleo e gás no exterior -2015

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$ 637. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da Companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 5,6% a 10,4% a.a., 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, localizados nos Estados Unidos, US$ 448, e Bolívia, US$ 157, em função da revisão de premissas de preço decorrente de uma queda expressiva das projeções dos preços do petróleo no mercado internacional.

c2)Campos de produção de óleo e gás no exterior -2014

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., que deriva da metodologia do WACC para o setor de Exploração e Produção, considerando o país de atuação. A perda estava 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 queda das cotações dos preços do petróleo no mercado internacional.

d1)Equipamentos vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil - 2015

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$ 507. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da Companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 9,2% a.a., 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 da expectativa de futura ociosidade de sondas de perfuração na revisão do planejamento, bem como pelo aumento da taxa de desconto.

d2)Equipamentos vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil – 2014

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., 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.

e)UFN III - 2015

As nossas avaliações da Unidade de Fertilizantes e Nitrogenados III, situada em Três Lagoas, no Mato Grosso do Sul, resultaram no reconhecimento de perdas por desvalorização no valor de US$ 501. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da Companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 7,1% a.a.(6,7% a.a. em 2014), que deriva da metodologia do WACC para o setor de gás e considera a inclusão de um prêmio de risco específico para os projetos postergados. Essas perdas decorreram, principalmente, em função de: (i) aumento da taxa de desconto; e (ii) postergação da expectativa de entrada de caixa do projeto.

f1)Complexo Petroquímico Suape - 2015

A avaliação de recuperabilidade dos ativos da Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco S.A. - CITEPE e Companhia Petroquímica de Pernambuco S.A. - PetroquímicaSuape, resultou em uma provisão de perda de US$ 200. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos das companhias; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 7,2% a.a., que deriva da metodologia do WACC para o setor petroquímico. Este resultado está relacionado, principalmente, à redução das projeções de mercado e das premissas de preço, que foram atualizadas em virtude do nível de atividade econômica no país e da redução dos spreads deste setor no mercado internacional, além do aumento da taxa de desconto.

f2)Complexo Petroquímico Suape - 2014

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., que deriva da metodologia do WACC para o setor petroquímico. Este resultado estava 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)2º trem de refino da RNEST - 2014

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., 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 de menor crescimento econômico.

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 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 2015, que contemplam ágio:

Investimento	Segmento	% Taxa de desconto pós-imposto (moeda constante, a.a.)	Valor recuperável	Valor contábil
Braskem S.A. (*)	Abastecimento	11,3	3.452	805
Distribuidoras Estaduais de Gás Natural	Gás e Energia	5,7	367	251
Guarani S.A.	Biocombustíveis	9,3	194	250

(*)Taxa de desconto da Braskem adotada é o CAPM do segmento petroquímico, uma vez que o valor em uso considera os fluxos futuros de dividendos

14.2.1. Investimento em coligada com ações negociadas em bolsas de valores (Braskem S.A.)

A Braskem S.A. 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 2015, a participação da Petrobras nas ações ordinárias (47% do total) e nas ações preferenciais (22% do total) da Braskem S.A., foi avaliada em US$ 1.402, conforme descrito na nota explicativa 11.4. Em 31 de dezembro de 2015, 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 S.A., o teste de 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 S.A., 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 S.A., foram:

- taxa de câmbio média estimada de R$ 4,06 para US$ 1,00 em 2016 (convergindo para R$ 3,55 a longo prazo);
- brent médio de US$ 45 em 2016, alcançando US$ 72 a longo prazo;
- projeção de preços das matérias-primas e petroquímicos refletindo as tendências internacionais;
- evolução das vendas de produtos petroquímicos, estimada com base no crescimento do Produto Interno Bruto – PIB (brasileiro e global); e
- aumento na margem EBITDA, acompanhando o ciclo de crescimento da indústria petroquímica nos próximos anos, com redução no longo prazo.

14.2.2. Provisão Para Perdas em Investimentos

A perda por desvalorização de US$ 550 (US$ 251 em 2014) foi reconhecida em resultado de participação em investimento, no resultado do exercício, destacando-se os principais fatores:

- Redução do preço do petróleo no mercado internacional, que impactou as operações de E&P das coligadas da Petrobras Argentina S.A. e da empresa controlada em conjunto, Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&G), em seus ativos na África, gerando perdas em investimentos, no valor de US$ 92 e US$ 184, respectivamente.

- No segmento de Biocombustível, as avaliações de recuperabilidade resultaram no reconhecimento de perda por desvalorização de US$ 139. Essas perdas decorreram, principalmente, em função de: (i) aumento da taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 9,3% a.a.; e (ii) decisões sobre a exclusão de projeto em andamento no horizonte do PNG 2015-2019 Ajustado. Essa perda é composta por uma parcela de goodwill, no montante de US$ 73, predominantemente na Guarani S.A. (US$ 56).

- Em decorrência da deterioração da situação econômica e financeira da Sete Brasil, da interrupção de grande parte das obras do projeto, bem como do cenário de incerteza sobre as alternativas de continuidade do projeto, neste momento, não há como estimar qualquer benefício econômico futuro para este investimento. Desta forma, foi reconhecida uma provisão por desvalorização na Petrobras de US$ 44 e US$ 40 no investimento da Sete Brasil e da FIP Sondas, respectivamente.

- Avaliações de recuperabilidade dos investimentos em coligadas da PNBV resultaram em uma perda de US$ 14 na investida Arpoador Drilling B.V., controlada indiretamente pela Sete Brasil.

A Companhia continuará acompanhando a evolução dos negócios da Sete Brasil e, assim que houver uma definição sobre o Plano de Negócios, uma nova análise será efetuada e os efeitos serão refletidos.

14.3. Ativos classificados como mantidos para venda

Em decorrência da aprovação da Administração da Companhia para alienação dos Campos de Produção de Bijupirá e Salema e das sondas de perfuração PI, PIII, PIV 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$ 3.

15. Atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás natural

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

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

Custos Exploratórios Reconhecidos no Ativo (*)	**2015**	**2014**
Imobilizado		
Saldo inicial	7.000	8.802
Adições a custos capitalizados pendentes de determinação das reservas provadas	2.282	4.272
Custos exploratórios capitalizados debitados a despesas	(882)	(1.366)
Transferências à medida que as reservas são consideradas provadas	(960)	(3.835)
Ajustes acumulados de conversão	(2.239)	(873)
Saldo final	5.201	7.000
Ativo Intangível	2.048	3.044
Total dos Custos Exploratórios Reconhecidos no Ativo	7.249	10.044

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

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

Custos exploratórios reconhecidos no resultado	**2015**	**2014**	**2013**
Despesas com geologia e geofísica	416	830	968
Baixa de poços secos	1.441	2.178	1.892
Outras despesas exploratórias	54	50	99
Total das despesas	1.911	3.058	2.959
Caixa utilizado nas atividades			
Operacionais	470	879	1.073
Investimentos	2.736	4.899	8.605
Total do caixa utilizado	3.206	5.778	9.678

15.1. Tempo de capitalização

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

Custos exploratórios capitalizados por tempo de existência (*)		
	2015	**2014**
Custos de prospecção capitalizados até um ano	1.387	2.024
Custos de prospecção capitalizados acima de um ano	3.814	4.976
Saldo final	5.201	7.000
Número de projetos cujos custos de prospecção foram capitalizados por prazo superior a um ano	70	69

	2015	Número de poços
2014	1.055	32
2013	778	18
2012	1.054	21
2011	495	15
2010 e anos anteriores	432	15
Saldo Total	3.814	101

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

Do total de US$ 3.814 para 70 projetos que incluem poços em andamento por mais de um ano desde a conclusão das atividades de perfuração, US$ 3.254 referem-se a poços localizados em áreas em que há atividades de perfuração já em andamento ou firmemente planejadas para o futuro próximo, cujo "Plano de Avaliação" foi submetido à aprovação da ANP, e US$ 560 foram incorridos em custos referentes às atividades necessárias à avaliação das reservas e o possível desenvolvimento das mesmas.

16. Fornecedores

	31.12.2015	31.12.2014
Terceiros no país	3.331	4.949
Terceiros no exterior	2.566	4.240
Partes relacionadas	483	571
Saldo total no Passivo Circulante	6.380	9.760

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 (covrenants), atendidas em 2015, 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, além de possuir cláusulas relacionadas ao nível de endividamento em determinados contratos de dívida com o BNDES.

As movimentações dos saldos de longo prazo dos financiamentos são apresentadas a seguir:

	Agências de Crédito à Exportação	Mercado Bancário	Mercado de Capitais	Outros	Total
Não-circulante					
No Brasil					
Saldo inicial em 1º de Janeiro de 2014	–	29.000	1.211	49	30.260
Adições de Financiamentos	–	4.319	359	–	4.678
Juros incorridos no período	–	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 final em 31 de dezembro 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 de Financiamentos	281	6.710	13.766	–	20.757
Juros incorridos no período	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 final em 31 de dezembro 2014	5.244	29.898	53.810	649	89.601
Saldo total em 31 de dezembro 2014	5.244	59.186	55.111	677	120.218
Não-circulante					
No Brasil					
Saldo inicial em 1º de Janeiro de 2015	–	29.288	1.301	28	30.617
Adições de Financiamentos	–	4.918	989	–	5.907
Juros incorridos no período	–	289	–	–	289
Variações monetárias e cambiais	–	3.001	80	2	3.083
Transferência de Longo Prazo para Curto Prazo	–	(2.389)	(149)	(4)	(2.542)
Ajuste acumulado de conversão	–	(10.410)	(496)	(9)	(10.915)
Saldo final em 31 de dezembro de 2015	–	24.697	1.725	17	26.439
No exterior					
Saldo inicial em 1º de Janeiro de 2015	5.244	29.898	53.810	649	89.601
Adições de Financiamentos	163	5.753	2.045	–	7.961
Juros incorridos no período	5	34	48	8	95
Variações monetárias e cambiais	442	1.342	(1.092)	56	748
Transferência de Longo Prazo para Curto Prazo	(767)	(4.183)	(5.770)	(45)	(10.765)
Ajuste acumulado de conversão	(442)	(1.877)	(222)	(56)	(2.597)
Saldo final em 31 de dezembro de 2015	4.645	30.967	48.819	612	85.043
Saldo total em 31 de dezembro de 2015	4.645	55.664	50.544	629	111.482

Circulante	**31.12.2015**	**31.12.2014**
Endividamento de Curto Prazo	1.523	3.484
Parcela Circulante do Endividamento de Longo Prazo	11.500	6.845
Juros Provisionados	1.660	1.539
	14.683	11.868

17.1. Informações sumarizadas 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$):	2.349	1.718	2.093	3.486	5.051	5.858	20.555	16.459
Indexados a taxas flutuantes	1.956	1.255	1.628	3.031	4.428	4.678	16.976	
Indexados a taxas fixas	393	463	465	455	623	1.180	3.579	
Taxa média dos Financiamentos em Reais	15,1%	16,4%	15,0%	13,8%	11,4%	11,2%	13,0%	
Financiamentos em Dólares (US$):	10.842	8.869	10.215	16.988	9.572	28.276	84.762	66.238
Indexados a taxas flutuantes	5.571	5.193	7.784	12.122	5.590	8.458	44.718	
Indexados a taxas fixas	5.271	3.676	2.431	4.866	3.982	19.818	40.044	
Taxa média dos Financiamentos em Dólares	4,1%	4,5%	4,1%	4,3%	4,6%	6,0%	4,9%	
Financiamentos em Reais indexados ao Dólar:	573	704	704	701	701	5.422	8.805	7.084
Indexados a taxas flutuantes	24	23	22	19	19	35	142	
Indexados a taxas fixas	549	681	682	682	682	5.387	8.663	
Taxa média dos Financiamentos em Reais indexados ao Dólar	7,2%	7,0%	7,1%	7,0%	7,1%	7,0%	7,0%	
Financiamentos em Libras (£):	68	–	–	–	–	2.543	2.611	1.656
Indexados a taxas fixas	68	–	–	–	–	2.543	2.611	
Taxa média dos Financiamentos em Libras	5,8%	–	–	–	–	6,1%	6,1%	
Financiamentos em Ienes (¥):	559	94	85	–	–	–	738	724
Indexados a taxas flutuantes	85	85	85	–	–	–	255	
Indexados a taxas fixas	474	9	–	–	–	–	483	
Taxa média dos Financiamentos em Ienes	2,0%	0,8%	0,6%	–	–	–	1,7%	
Financiamentos em Euro	283	12	2.994	1.421	213	3.762	8.685	6.430
Indexados a taxas flutuantes	13	11	11	11	170	–	216	
Indexados a taxas fixas	270	1	2.983	1.410	43	3.762	8.469	
Taxa média dos Financiamentos em Euro	3,6%	1,6%	3,8%	3,9%	4,1%	4,4%	4,1%	
Financiamentos Outras Moedas	9	–	–	–	–	–	9	9
Indexados a taxas fixas	9	–	–	–	–	–	9	
Taxa média dos Financiamentos em outras moedas	14,3%	–	–	–	–	–	14,3%	
Total em 31 de dezembro de 2015	14.683	11.397	16.091	22.596	15.537	45.861	126.165	98.600
Taxa média dos financiamentos	5,9%	6,4%	5,6%	5,8%	6,9%	6,7%	6,3%	
Total em 31 de dezembro 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%	

(*) Em 31 de dezembro de 2015, o prazo médio de vencimento dos financiamentos é de 7,14 anos (6,10 anos em 31 de dezembro de 2014).

Os valores justos dos financiamentos são principalmente determinados pela utilização de preços cotados em mercados ativos (nível 1), quando aplicável, no valor de US$ 42.929 em 31 de dezembro de 2015. 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), no valor de US$ 55.671 em 31 de dezembro de 2015.

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 33.2.

17.2. Taxa média ponderada da capitalização de juros

A taxa média ponderada dos encargos financeiros utilizada na determinação do montante dos custos de empréstimos sem destinação específica a ser capitalizado como parte integrante dos ativos em construção foi de 5,03% a.a. em 2015 (4,91% a.a em 2014).

17.3. Captações - Saldo a utilizar

						Valor
Empresa	**Instituição Financeira**	**Data da Abertura**	**Prazo**	**Contratado**	**Utilizado**	**Saldo**
No Exterior						
Petrobras	JBIC	16/07/2013	31/12/2018	1.500	-	1.500
PGT BV	UKEF - JPMORGAN	17/12/2015	22/12/2016	500	181	319
Total				2.000	181	1.819
No país						
Petrobras	BNDES	17/12/2012	30/05/2016	563	448	115
Petrobras	BNDES	31/07/2013	15/07/2016	129	108	20
Petrobras	FINEP	16/04/2014	26/12/2017	65	45	20
PNBV	BNDES	03/09/2013	26/03/2018	2.530	418	2.112
Transpetro	BNDES	31/01/2007	Indefinido	1.314	142	1.172
Transpetro	Banco do Brasil	09/07/2010	10/04/2038	116	61	55
Transpetro	Caixa Econômica Federal	23/11/2010	Indefinido	100	5	94
Total				4.817	1.227	3.588

17.4. Garantias

As instituições financeiras normalmente não requerem garantias para empréstimos e financiamentos concedidos à Controladora. Entretanto, existem financiamentos concedidos por instrumentos específicos de fomento, que contam com garantias reais, bem como determinados empréstimos obtidos pela subsidiária Petrobras Distribuidora que são lastreados em fluxos de exportações futuras da Companhia.

Os empréstimos obtidos por Entidades Estruturadas estão garantidos pelos próprios ativos dos projetos, bem como por penhor de direitos creditórios e ações das entidades. Algumas subsidiárias emitem títulos que são total e incondicionalmente garantidos pela Petrobras, conforme detalhado na nota 36.

Os financiamentos junto ao mercado de capitais, que correspondem a títulos emitidos pela Companhia, não possuem garantias reais.

18. Arrendamentos mercantis

18.1. Recebimentos/pagamentos mínimos de arrendamento mercantil financeiro (com transferência de benefícios, riscos e controles)

	Recebimentos			Pagamentos		
Compromissos estimados	**Valor futuro**	**Juros anuais**	**Valor presente**	**Valor futuro**	**Juros anuais**	**Valor presente**
2016	161	(105)	56	17	(5)	12
2017 – 2020	738	(432)	306	44	(26)	18
2021 em diante	1.545	(448)	1.097	174	(153)	21
Em 31 de dezembro de 2015	2.444	(985)	1.459	235	(184)	51
Circulante			66			12
Não circulante			1.393			39
Em 31 de dezembro de 2015			1.459			51
Circulante			59			16
Não circulante			1.455			56
Em 31 de dezembro de 2014			1.514			72

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

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.

2016	11.686
2017 - 2020	31.089
2021 em diante	56.419
Em 31 de dezembro de 2015	99.194
Em 31 de dezembro 2014	118.404

Em 31 de dezembro de 2015, os saldos de contratos de arrendamento mercantil operacional que ainda não tinham sido iniciados em função dos ativos relacionados estarem em construção ou não terem sido disponibilizados para uso, representam o montante de US$ 60.628(US$ 69.565 em 31 de dezembro de 2014).

Em 2015, a Companhia reconheceu despesas com arrendamento mercantil operacional no montante de US$ 9.898 (US$ 10.652 em 2014).

19. Partes relacionadas

A Companhia possui política de transações com partes relacionadas, aprovada pelo Conselho de Administração, que visa estabelecer regras para assegurar que todas as decisões envolvendo partes relacionadas e situações com potencial conflito de interesses respeitem a legislação, inclusive dos países onde atua, as partes envolvidas nas negociações e as condições de mercado.

19.1. Transações com empreendimentos em conjunto, coligadas, entidades governamentais e fundos de pensão

As transações significativas resultaram nos seguintes saldos:

	2015		31.12.2015	2014		31.12.2014
	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas						
Distribuidoras estaduais de gás natural	3.021	255	72	4.507	506	195
Empresas do setor petroquímico	3.676	144	45	7.703	205	82
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	571	134	453	537	152	263
	7.268	533	570	12.747	863	540
Entidades governamentais						
Títulos públicos federais	342	1.115	–	662	4.339	–
Bancos controlados pela União Federal	(4.121)	2.607	24.336	(3.246)	3.814	28.304
Setor Elétrico (nota explicativa 8.4)	1.618	3.415	–	2.364	2.966	–
Contas petróleo e álcool - créditos junto a União Federal (nota explicativa 19.2)	5	219	–	3	317	–
União Federal (Dividendos)	–	–	–	22	–	–
Outros	14	306	316	73	241	224
	(2.142)	7.662	24.652	(122)	11.677	28.528
Planos de Pensão	–	36	110	1	–	135
	5.126	8.231	25.332	12.626	12.540	29.203
Receitas, principalmente de vendas	8.544			14.297		
Variações monetárias e cambiais líquidas	(1.486)			(465)		
Receitas (despesas) financeiras líquidas	(1.932)			(1.206)		
Ativo circulante		2.255			6.715	
Ativo não circulante		5.976			5.825	
Passivo circulante			3.248			1.855
Passivo não Circulante			22.084			27.348
	5.126	8.231	25.332	12.626	12.540	29.203

19.2. Contas petróleo e álcool – União Federal - STN

Em 31 de dezembro de 2015, o saldo da conta era de US$ 219 (US$ 317 em 31 de dezembro de 2014) e poderá ser quitado pela União por meio da emissão de títulos do Tesouro Nacional, de valor igual ao saldo final do encontro de contas com a União, de acordo com o previsto na Medida Provisória nº 2.181, de 24 de agosto de 2001, ou mediante compensação com outros montantes que a Petrobras porventura estiver devendo à União Federal, na época, inclusive os relativos a tributos ou uma combinação das operações anteriores.

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

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

O processo encontra-se em fase de perícia, na qual a Petrobras já apresentou concordância com laudo pericial que cita a existência do referido crédito junto a União Federal, bem como menciona que não foram localizados documentos que comprovem o suposto crédito requerido pela União.

Aguarda-se nova manifestação do perito, após a apresentação de novos quesitos por parte da União Federal, para encerramento da perícia judicial.

19.3. Remuneração dos empregados e dirigentes

O plano de cargos e salários e de benefícios e vantagens da Petrobras e a legislação específica estabelecem os critérios para todas as remunerações atribuídas pela Companhia a seus empregados e dirigentes.

As remunerações de empregados, incluindo os ocupantes de funções gerenciais, e dirigentes da Petrobras relativas aos meses de dezembro de 2015 e 2014 foram as seguintes:

Expresso em dólares norte-americanos		
Remuneração do empregado	**2015**	**2014**
Menor remuneração	731,99	1.064,74
Remuneração média	4.315,36	5.905,34
Maior remuneração	23.442,18	32.309,79
Remuneração por dirigente da Petrobras (maior)	27.780,21	38.798,87

As remunerações totais do pessoal chave da administração da Petrobras são apresentadas a seguir:

	2015			2014		
	Diretoria Executiva	Conselho de Administração (Titulares e suplentes)	Total	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total
Salários e benefícios	3,9	0,4	4,3	4,1	0,5	4,6
Encargos sociais	1,0	01	1,1	1,1	0,1	1,2
Previdência complementar	0,4	–	0,4	0,3	–	0,3
Remuneração variável [(*)]	–	–	–	1,4	–	1,4
Remuneração total - competência	5,2	0,5	5,7	6,9	0,6	7,5
Remuneração total - pagamento realizado	5,2	0,5	5,7	6,5	0,6	7,1
Número de membros	8	18	26	7	10	17

[(*)] Em função da ocorrência de prejuízo, a Assembleia Geral decidiu pelo cancelamento do pagamento integral de Remuneração Variável Anual - RVA 2014 e de todas as parcelas diferidas ainda não pagas da RVA 2013 dos Diretores, nos termos do respectivo programa de metas corporativas e da Lei 6.404/76, art. 152, §2º.

No exercício de 2015, a despesa consolidada com os honorários de diretores e conselheiros do Sistema Petrobras totalizou US$ 20,3 (US$ 30,8 em 2014).

A Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 1º de julho de 2015, deliberou o seguinte:

- alteração do Estatuto Social da Companhia para estabelecer, em seu artigo 18, que os membros do Conselho de Administração passem a ter suplentes em caráter excepcional por um prazo de dois anos; em seu artigo 29, que estabelece que o Conselho de Administração contará com cinco Comitês de assessoramento, com atribuições específicas de análise e recomendação sobre determinadas matérias, vinculados diretamente ao Conselho; e em seu artigo 41, que os suplentes dos Conselheiros de Administração poderão participar como convidados de todas as reuniões do Conselho, independente de os titulares estarem presentes, e receberão honorário mensal fixo, conforme estabelecido pelo Conselho de Administração, respeitado o montante fixado pela Assembleia Geral;

- acréscimo da remuneração global dos administradores, no valor de US$ 245 mil para fazer face à remuneração dos membros suplentes do Conselho de Administração, considerando-se o período de julho de 2015 a março de 2016.

A remuneração dos membros dos Comitês de Assessoramento ao Conselho de Administração deve ser considerada à parte do limite global da remuneração fixado para os administradores, ou seja, os valores percebidos não são classificados como remuneração dos administradores.

Os suplentes do Conselho de Administração que participaram desses Comitês de Assessoramento fizeram jus a uma remuneração total de US$ 25 mil no exercício de 2015, e considerando os encargos sociais, os valores passam a ser de US$ 30 mil.

20. Provisões para desmantelamento de áreas

Passivo não circulante	**2015**	**2014**
Saldo inicial	8.267	7.133
Revisão de provisão	4.368	2.430
Utilização por pagamentos	(1.242)	(679)
Atualização de juros	231	201
Outros	121	75
Ajuste acumulado de conversão	(2.595)	(893)
Saldo final	9.150	8.267

A Companhia tem como política revisar anualmente os seus custos estimados associados com abandono de poços e desmobilização de áreas de produção de petróleo e gás.

No ano de 2015, foi reconhecido um aumento da provisão no montante de US$ 883 com seus principais efeitos relacionados a: (i) aumento de US$ 1.744, decorrente a revisão do preço do brent, com impacto direto na economicidade dos campos, reduzindo significativamente o ano médio de abandono; ii) aumento de US$ 1.848 devido à revisão das estimativas de abandono dos poços, baseado nas realizações de abandono de poços ocorridas em 2015; iii) redução de US$ 2.915 atribuível ao aumento da taxa de desconto ajustada ao risco (de 3,76% a.a., em 31 de dezembro de 2014 para 6,73% a.a., em 31 de dezembro de 2015).

A Companhia 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.

21. Tributos

21.1. Tributos correntes

Imposto de renda e contribuição social	**Ativo Circulante**		**Passivo Circulante**	
	31.12.2015	**31.12.2014**	**31.12.2015**	**31.12.2014**
No país	959	1.018	62	139
No exterior	24	45	43	108
	983	1.063	105	247

Demais impostos e contribuições	Ativo Circulante		Ativo não circulante		Passivo Circulante		Passivo Não Circulante (*)	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Impostos no país:								
ICMS / ICMS Diferido	807	1.772	605	787	1.045	1.275	–	–
PIS e COFINS / PIS e COFINS Diferido	746	829	2.026	2.983	487	295	–	–
CIDE	18	13	–	–	115	8	–	–
Participação especial/Royalties	–	–	–	–	622	1.517	–	–
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	–	–	–	–	435	486	15	–
REFIS	–	–	–	–	274	–	11	–
Outros	150	73	184	230	244	281	–	–
	1.721	2.687	2.815	4.000	3.222	3.862	26	–
Impostos no exterior	44	61	6	8	143	202	–	–
	1.765	2.748	2.821	4.008	3.365	4.064	26	–

*Os valores de demais impostos e contribuições no Passivo Não Circulante estão classificados em "Outras contas e despesas a pagar".

21.2. Programa de Recuperação Fiscal (REFIS)

Em 16 de julho de 2015, em razão de decisão desfavorável na esfera administrativa, a Petrobras liquidou a autuação lavrada pela Receita Federal do Brasil referente à incidência de IOF em transações de mútuos realizadas pela Companhia com suas controladas no exterior durante o ano de 2008, o que resultou em um pagamento de US$ 385 em espécie e US$ 129 com créditos de prejuízos fiscais totalizando US$ 514.

Adicionalmente, tendo em vista a publicação da Portaria Conjunta RFB/PGFN Nº 1.064 e da Instrução Normativa RFB nº 1.576/15, em 3 de agosto de 2015, que esclareceram quanto à possibilidade de inclusão de novos débitos tributários no Programa de Recuperação Fiscal (REFIS) instituído pela Lei nº 12.996/14, a Companhia decidiu incluir os débitos tributários federais listados abaixo:

a) demais autuações referentes ao IOF em transações de mútuos realizadas pela Companhia com suas controladas no exterior durante os anos de 2007, 2009 e 2010, além do tributo de mesma natureza relativo à totalidade dos períodos não autuados (2011 e 2012), no montante de US$ 1.049. A partir de 2013, a Companhia alterou seu procedimento, portanto, não há risco de novas autuações de IOF neste tipo de operação;

b) autuações relativas a Imposto de Renda Retido na Fonte (IRRF) incidente sobre as remessas para a Petrobras International Finance Company (PIFCO), para pagamento de operações de importação de petróleo e derivados, referentes aos períodos de 1999 a 2002, 2004, 2005 e 2007 a 2012, no montante de US$ 800.

c) multas por descumprimento de procedimentos relativos ao despacho aduaneiro na importação de petróleo e derivados, referentes aos períodos de 2008 a 2013, no montante de US$ 13.

a) atualização monetária do REFIS no montante de US$ 9 no período referente ao 4º trimestre de 2015.

Os débitos tributários federais foram incluídos na modalidade parcelada em 30 vezes, com o pagamento em dinheiro de 20% do saldo remanescente após a aplicação dos descontos e utilização de créditos de prejuízos fiscais para quitação de juros e multa. O prazo para inclusão de novos débitos encerrou-se em 25 de setembro de 2015.

Dessa forma, no período de janeiro a dezembro de 2015, a Companhia reconheceu no resultado o total de US$ 2.334 sendo US$ 1.566 como despesas tributárias e US$ 768 como despesas financeiras. Deste valor, já houve quitação de US$ 1.833, sendo US$ 971 em espécie, US$ 509 em créditos de prejuízos fiscais e US$ 353 em depósitos judiciais.

21.3. Programas de Anistias Estaduais

Em 2015, a Petrobras aderiu a programas de pagamento à vista de débitos tributários, devido à anistia para liquidação de tributos administrados pelos estados (ICMS).

Data de adesão	Estado	Lei Estadual/ Decreto	Valor
julho/2015	RJ	7.020/2015	186
setembro/2015	ES	10.376/2015	104
novembro/2015	DF	5.463/2015	23
dezembro/2015	BA	13.449/2015	44
dezembro/2015	PA	1.439/2015	10
2015		Diversos	3
Total			370

Nesses acordos, a Companhia reconheceu no resultado o total de US$ 370, sendo US$ 314 como despesas tributárias e US$ 56 como despesas financeiras.

21.4. Programa de Redução de Litígios Tributários – PRORELIT

Em 30 de outubro de 2015, a Petrobras aderiu ao PRORELIT, instituído pela Lei nº 13.202/15 (conversão da Medida Provisória nº 685/15), no valor de US$ 17, sendo US$ 5 em espécie e US$ 12 com a utilização de créditos de prejuízo fiscal. Os débitos referiam-se a multas aduaneiras aplicadas nos exercícios de 2014 e 2015 e à autuação fiscal por dedução indevida de juros nos exercícios de 2003 e 2004. Dessa forma, a Companhia reconheceu no resultado US$ 17, sendo US$ 7 como despesas tributárias e US$ 10 como despesas financeiras.

21.5. Tributação no Brasil de Lucro no Exterior

A Companhia reconheceu despesas com provisionamento de imposto de renda e contribuição social no país no montante de US$ 751, referentes aos lucros auferidos até 31 de dezembro de 2015 por investidas no exterior, conforme dispositivos previstos na nova legislação tributária (nota 4.15).

21.6. Imposto de renda e contribuição social diferidos - não circulante

O imposto sobre a renda no Brasil compreende o imposto de renda (IRPJ) e a contribuição social sobre o lucro (CSLL), cujas alíquotas oficiais aplicáveis são de 25% e de 9%, respectivamente. A movimentação do imposto de renda e da contribuição social diferidos está apresentada a seguir:

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

	Imobilizado									
	Custo com prospecção	Outros	Empréstimos, contas a receber / pagar e financia-mentos	Arrendamentos mercantis financeiros	Provisão para processos judiciais	Prejuízos fiscais	Estoques	Juros sobre capital próprio	Outros	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2014	(13.406)	(3.903)	1.984	(518)	409	3.993	552	1.350	763	(8.776)
Reconhecido no resultado do exercício	(2.055)	3.420	582	(42)	182	2.642	3	(1.418)	(269)	3.045
Reconhecido no patrimônio líquido	–	–	1.952	(41)	–	–	–	–	1.156	3.067
Ajuste acumulado de conversão	1.814	262	(449)	86	(75)	(854)	(66)	68	(73)	713
Outros (*)	–	(3)	(70)	(77)	10	(63)	1	–	128	(74)
Saldo em 31 de dezembro 2014	(13.647)	(224)	3.999	(592)	526	5.718	490	–	1.705	(2.025)
Reconhecido no resultado do período	(1.284)	1.382	227	44	471	2.166	42	1	(1.006)	2.043
Reconhecido no patrimônio líquido	–	14	6.486	(14)	–	(152)	–	–	(14)	6.320
Ajuste acumulado de conversão	4.608	223	(2.464)	206	(204)	(2.019)	(182)	(1)	(275)	(108)
Utilização de créditos tributários - REFIS e PRORELIT	–	–	–	–	–	(521)	–	–	–	(521)
Outros	–	(104)	100	6	(1)	23	3	–	48	75
Saldo em 31 de dezembro de 2015	(10.323)	1.291	8.348	(350)	792	5.215	353	–	458	5.784

Impostos diferidos ativos	1.006
Impostos diferidos passivos	(3.031)
Saldo em 31 de dezembro 2014	(2.025)
Impostos diferidos ativos	6.016
Impostos diferidos passivos	(232)
Saldo em 31 de dezembro de 2015	5.784

(*) Representado, basicamente, por reorganizações societárias.

b)Realização do imposto de renda e da contribuição social diferidos

Os créditos fiscais diferidos ativos foram reconhecidos com base na projeção de lucro tributável nos exercícios subsequentes, suportada pelas premissas do Plano de Negócios e Gestão – PNG (2015-2019), que tem como principais metas a reestruturação dos negócios, a continuidade do programa de desinvestimentos, a desmobilização de ativos e a redução de gastos operacionais.

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 nas projeções baseadas no PNG.

Em 31 de dezembro de 2015, a expectativa de realização dos ativos e passivos fiscais diferidos é a seguinte:

	Impostos diferidos	
	Ativos	**Passivos**
2016	1.310	21
2017	415	19
2018	124	26
2019	989	33
2020	689	26
2021	1.993	27
2022 em diante	496	80
Parcela registrada contabilmente	6.016	232
País	1.002	–
Exterior	2.437	–
Parcela não registrada contabilmente	3.439	–
Total	9.455	232

Os créditos tributários no país não registrados, no montante de US$ 1.002, decorrem de prejuízos fiscais acumulados de subsidiárias que possuem um histórico de perdas, sendo passíveis de compensação com lucros tributáveis futuros nas empresas em que foram gerados sem prazo de prescrição. Cabe ressaltar que não há, para empresas que apresentam histórico de perda, previsão de resultados tributáveis que permitam a compensação de tais créditos.

Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia possuía créditos tributários no exterior não registrados no montante de US$ 2.437 (US$ 3.200 em 31 de dezembro de 2014) 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$ 2.002 (US$ 1.833 em 31 de dezembro de 2014) e das empresas na Espanha no valor de US$ 435 (US$ 485 em 2014). Em 2014, o valor de US$ 882 proveniente das empresas na Holanda foi compensado integralmente em 2015, não restando crédito fiscal não registrado para esse país.

O quadro a seguir demonstra os prazos máximos para aproveitamento dos créditos tributários não registrados no exterior:

Data Limite	Créditos tributários não registrados
2020	39
2021	138
2022	62
2023	58
2024	75
2025	6
2026	113
2027	130
2028	157
2029	198
2030 em diante	1.461
Total	2.437

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

A reconciliação dos tributos apurados conforme alíquotas nominais e o valor dos impostos registrados estão apresentados a seguir:

	2015	2014	2013
Lucro antes dos impostos	(9.748)	(8.824)	13.410
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas nominais (34%)	3.314	3.000	(4.558)
Ajustes para apuração da alíquota efetiva:			
Juros sobre capital próprio, liquidos	(1)	66	1.306
Alíquotas diferenciadas de empresas no exterior	(251)	559	644
Tributação no Brasil de Lucro de Empresas no Exterior	(751)	–	57
Incentivos fiscais	11	26	(1)
Prejuízos fiscais não reconhecidos	(554)	(1.289)	–
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente (nota explicativa 3)	–	(907)	–
Exclusões/(Adições) permanentes, líquidas (*)	(658)	(338)	(198)
Créditos de empresas no exterior em fase exploratória	–	(1)	(2)
Outros	27	205	174
Despesa com imposto de renda e contribuição social	1.137	1.321	(2.578)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	2.043	3.045	(402)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(906)	(1.724)	(2.176)
	1.137	1.321	(2.578)
Alíquota efetiva de imposto de renda e contribuição social	11,7%	15,0%	19,2%

(*) Inclui principal da contingência de IOF (nota 21.2) e equivalência patrimonial.

22. Benefícios concedidos a empregados

Os saldos relativos a benefícios pós-emprego concedidos a empregados estão representados a seguir:

	2015	2014
Passivo		
Plano de pensão Petros	5.938	7.874
Plano de pensão Petros 2	71	287
Plano de saúde AMS	6.753	9.019
Outros planos	88	107
	12.850	17.287
Circulante	655	796
Não Circulante	12.195	16.491
	12.850	17.287

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 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.

A Petros tem até 31 de julho de 2016 para apresentar à Superintendência de Previdência Complementar (PREVIC) suas demonstrações de 2015 e no caso de o déficit do Plano Petros superar o limite estabelecido pela Resolução nº 22/2015, aprovada pelo Conselho Nacional de Previdência Complementar (CNPC), a Petros deverá apresentar o plano de equacionamento à PREVIC até o final de 2016 e iniciar sua execução após 60 dias contados da data de sua aprovação pelo Conselho Deliberativo. Conforme Emenda Constitucional nº 20/1998 e Leis Complementares nº 108 e 109/2001, deverá ser custeado por participantes e patrocinadores, observada a proporção de suas contribuições.

Ressalte-se que o citado limite estabelecido pela Resolução nº 22/2015 corresponde à aplicação da seguinte fórmula: 1% x (prazo estimado de duração da obrigação "*duration*" subtraído de 4) x (provisão matemática, ou seja, estimativa do valor total da obrigação atuarial futura).

Em 31 de dezembro de 2015, os saldos dos Termos de Compromisso Financeiro - TCF, assinados em 2008 pela Companhia e a Petros, totalizavam US$ 3.036. 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$ 1.719, os quais estão em fase de revisão.

Para o exercício de 2016, as contribuições esperadas para o plano somam US$ 180 e o pagamento de juros sobre o TCF, US$ 188.

A duração média do passivo atuarial do plano, em 31 de dezembro de 2015, é de 10,06 anos.

b)Plano Petros 2 - Fundação Petrobras de Seguridade Social

O Plano Petros 2 foi implementado em julho de 2007, na modalidade de contribuição variável, pela Petrobras e algumas controladas que assumiram o serviço passado das contribuições correspondentes ao período em que os participantes estiveram sem plano, a partir de agosto de 2002, ou da admissão posterior, até 29 de agosto de 2007. O plano 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 de acordo com o pagamento. Em 2015, a contribuição da Companhia para parcela de contribuição definida totalizou US$ 222.

A parcela da contribuição com característica de benefício definido está suspensa entre 1º de julho de 2012 a 30 de junho de 2016, conforme decisão do Conselho Deliberativo da Petros, que se baseou na recomendação da consultoria atuarial da Petros. Dessa forma, toda contribuição deste período está sendo destinada para conta individual do participante.

As contribuições esperadas das patrocinadoras, para 2016, são de US$ 259, referentes à parcela de contribuição definida.

A duração média do passivo atuarial do plano, em 31 de dezembro de 2015, é de 29,58 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. A maioria desses planos possui saldos de passivos atuariais superiores aos ativos garantidores 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 Petros elabora Políticas de Investimentos que têm a função de nortear a gestão de investimento para períodos de cinco 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 2016 a 2020 são de: 30% a 90% em renda fixa, 6% a 45% em renda variável, 2% a 8% em imóveis, 0% a 15% em empréstimos a participantes, 0% a 10% em investimentos estruturados e de 0% em renda variável global. Enquanto os limites de alocação do Plano Petros 2 para o mesmo período são de: 60% a 90% em renda fixa, 0% a 20% em renda variável, 0% a 5% em imóveis, 0% a 15% em empréstimos a participantes, 0% a 8% em investimentos estruturados e de 0% em renda variável global.

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

			2015		2014	
Categoria do Ativo	**Preços cotados em mercado ativo**	**Preços não cotados em mercado ativo**	**Valor justo total**	**%**	**Valor justo total**	**%**
Renda fixa	4.362	1.089	5.451	43%	7.715	38%
Títulos privados	–	159	159		374	
Títulos públicos	4.362	–	4.362		5.881	
Outros investimentos	–	930	930		1.460	
Renda variável	4.309	169	4.478	36%	8.684	44%
Ações à vista	4.309	–	4.309		8.323	
Outros investimentos	–	169	169		361	
Investimentos Estruturados	–	978	978	8%	1.601	7%
Fundos de Private Equity	–	894	894		1.427	
Fundos de Venture Capital	–	9	9		20	
Fundos Imobiliários	–	75	75		154	
Imóveis	–	1.075	1.075	9%	1.436	7%
	8.671	3.311	11.982	96%	19.436	96%
Empréstimos a participantes			531	4%	715	4%
			12.513	100%	20.151	100%

Em 31 de dezembro de 2015, os investimentos incluem ações ordinárias e preferenciais da Petrobras no valor de US$ 66 e de US$ 57, respectivamente, e imóveis da Petros alugados pela Companhia no valor de US$ 134.

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, Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia S.A. – TBG e Termobahia 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 e etários, 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 2015 é de 21,54 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.

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

	2015				
	Plano de Pensão		Plano de saúde - AMS	Outros planos	Total
	Petros	Petros 2			
Movimentação do valor presente das obrigações atuariais					
Obrigação atuarial no início do exercício	27.709	543	9.019	167	37.438
Custo dos juros:	2.847	56	933	19	3.855
· Com termo de compromisso financeiro	454	–	–	–	454
· Atuarial	2.393	56	933	19	3.401
Custo do serviço	77	35	58	12	182
Contribuições de participantes	102	–	–	–	102
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(1.213)	(5)	(347)	(4)	(1.569)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência	(521)	4	(764)	(4)	(1.285)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	(46)	(49)	3	(1)	(93)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras	(2.025)	(95)	853	(7)	(1.274)
Outros	–	–	–	23	23
Ajustes acumulados de conversão	(8.760)	(192)	(3.002)	(62)	(12.016)
Obrigação atuarial no fim do exercício	18.170	297	6.753	143	25.363
Movimentação no valor justo dos ativos do plano					
Ativos do plano no início do exercício	19.835	256	–	60	20.151
Receita de juros	2.046	27	–	4	2.077
Contribuições pagas pela empresa	193	–	349	7	549
Contribuições de participantes	102	–	–	–	102
Termo de compromisso financeiro pago pela empresa	165	–	–	–	165
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(1.213)	(5)	(347)	(4)	(1.569)
Remensuração: Retorno sobre os ativos inferior a receita de juros	(2.744)	40	–	(1)	(2.705)
Outros	–	–	–	13	13
Ajustes acumulados de conversão	(6.151)	(92)	(2)	(25)	(6.270)
Ativos do plano no fim do exercício	12.233	226	–	54	12.513
Valores reconhecidos no balanço patrimonial					
Valor presente das obrigações	18.170	297	6.753	143	25.363
(-) Valor justo dos ativos do plano	(12.233)	(226)	–	(54)	(12.513)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro	5.937	71	6.753	89	12.850
Movimentação do passivo atuarial líquido					
Saldo em 1º de janeiro	7.874	287	9.019	107	17.287
(+) Efeitos de remensuração reconhecidos em outros resultados abrangentes	152	(180)	92	(11)	53
(+) Custos incorridos no exercício	878	64	991	27	1.960
(-) Pagamento de contribuições	(193)	–	(349)	(7)	(549)
(-) Pagamento do termo de compromisso financeiro	(165)	–	–	–	(165)
Outros	–	–	–	10	10
Ajustes acumulados de conversão	(2.609)	(100)	(3.000)	(37)	(5.746)
Saldo em 31 de dezembro	5.937	71	6.753	89	12.850

	2014				
	Plano de Pensão		Plano de saúde - AMS	Outros planos	Total
	Petros	Petros 2			
Movimentação do valor presente das obrigações atuariais					
Obrigação atuarial no início do exercício	27.804	354	6.999	151	35.308
Custo dos juros:	3.599	45	969	17	4.630
· Com termo de compromisso financeiro	441	–	–	–	441
· Atuarial	3.158	45	969	17	4.189
Custo do serviço	58	33	176	11	278
Contribuições de participantes	164	–	–	–	164
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(1.236)	(10)	(395)	(6)	(1.647)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência	1.114	158	(350)	7	929
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	(2.022)	(55)	(757)	(6)	(2.840)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras	1.966	77	3.645	5	5.693
Outros	–	–	–	7	7
Ajustes acumulados de conversão	(3.738)	(59)	(1.268)	(19)	(5.084)
Obrigação atuarial no fim do exercício	27.709	543	9.019	167	37.438
Movimentação no valor justo dos ativos do plano					
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 de participantes	164	–	–	–	164
Termo de compromisso financeiro pago pela empresa	203	–	–	–	203
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(1.236)	(10)	(395)	(6)	(1.647)
Remensuração: Retorno sobre os ativos inferior a receita de juros	(2.206)	37	–	4	(2.165)
Outros	(1)	–	–	20	19
Ajustes acumulados de conversão	(2.659)	(33)	(1)	(9)	(2.702)
Ativos do plano no fim do exercício	19.835	256	–	60	20.151
Valores reconhecidos no balanço patrimonial					
Valor presente das obrigações	27.709	543	9.019	167	37.438
(-) Valor justo 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 exercício	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)
Ajustes acumulados de conversão	(1.079)	(26)	(1.277)	(10)	(2.392)
Saldo em 31 de dezembro	7.874	287	9.019	107	17.287

b) Componentes do custo de benefício definido

	2015				
	Plano de Pensão		Saúde		
	Petros	Petros 2	AMS	Outros Planos	Total
Custo do serviço	77	35	58	12	182
Juros líquidos sobre Passivo/(Ativo) líquido	801	29	933	15	1.778
Outros	–	–	–	–	–
Custo líquido do exercício	878	64	991	27	1.960
Relativa a empregados ativos:					
Absorvida no custeio das atividades operacionais	258	33	204	2	497
Diretamente no resultado	133	27	128	24	312
Relativa aos assistidos	487	4	659	1	1.151
Custo líquido do exercício	878	64	991	27	1.960

	2014				
	Plano de Pensão		Saúde		
	Petros	Petros 2	AMS	Outros Planos	Total
Custo do serviço	58	33	176	11	278
Juros líquidos sobre Passivo/(Ativo) líquido	736	16	969	13	1.734
Outros	–	–	10	–	10
Custo líquido do exercício	794	49	1.155	24	2.022
Relativa a empregados ativos:					
Absorvida no custeio das atividades operacionais	255	26	347	(1)	627
Diretamente no resultado	140	22	179	24	365
Relativa aos assistidos	399	1	629	1	1.030
Custo líquido do exercício	794	49	1.155	24	2.022

	2013				
	Plano de Pensão		Saúde		
	Petros	Petros 2	AMS	Outros Planos	Total
Custo do serviço	484	145	192	10	831
Juros líquidos 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
Relativa a empregados ativos:					
Absorvida no custeio das atividades operacionais	597	119	267	3	986
Diretamente no resultado	355	94	211	20	680
Relativa aos assistidos	444	5	449	2	900
Custo líquido do exercício	1.396	218	927	25	2.566

c) Análise de sensibilidade

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

	Taxa de desconto				Custos Médicos	
	Pensão		Saúde		Saúde	
	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.
Obrigação atuarial	(1.493)	1.777	(722)	877	901	(755)
Custo do serviço e juros	(78)	94	(61)	72	158	(131)

d) Premissas atuariais adotadas no cálculo

	2015	2014
Taxa de desconto (Real)	7,33% (1) / 7,28% (2) / 7,32% (3)	6,14% (1) / 6,20% (2) / 6,15% (3)
Inflação (IPCA)	6,87% (1) (2) (3) (4)	6,50% (1) (2) (3) (4)
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação)	14,70% (1) / 14,65% (2) / 14,69% (3)	13,04% (1) / 13,10% (2) / 13,05% (3)
Taxa de crescimento salarial (Real)	1,48% (1) / 2,79% (2)	1,761% (1) / 3,77% (2)
Taxa de crescimento salarial Nominal (Real + Inflação)	8,45% (1) / 9,85% (2)	8,37% (1) / 10,52% (2)
Taxa de rotatividade do plano de saúde	0,753% a.a (5)	0,642% a.a (6)
Taxa de rotatividade do plano de pensão	Nula	Nula
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares	14,92% a 3,70%a.a (6)	14,47% a 3,00%a.a (6)
	EX-PETROS 2013 (ambos os gêneros) (1) (3)	EX-PETROS 2013 (ambos os gêneros) (1) (3)
Tábua de mortalidade geral	AT-2000 Feminina suavizada em 10% (2)	AT-2000 Feminina suavizada em 10% (2)
Tábua de entrada em invalidez	TASA 1927 (1) (3) / Álvaro Vindas (2)	TASA 1927 (1) (3) / Álvaro Vindas (2)
	AT-49 Masculina agravada em 10% (1) (3)	AT-49 Masculina agravada em 10% (1) (3)
Tábua de mortalidade de inválidos	IAPB 1957 fraca (2)	IAPB 1957 fraca (2)
Idade de entrada na aposentadoria	Homem, 57 anos / Mulher, 56 anos (7)	Homem, 57 anos / Mulher, 56 anos (7)

(1) Plano Petros Sistema Petrobras.
(2) Plano Petros 2.
(3) Plano AMS.
(4) Curva de inflação sendo projetada com base no mercado em 6,87% para 2016 e atingindo 3,70% de 2025 em diante.
(5) Rotatividade média apenas da patrocinadora Petrobras, que varia de acordo com a idade e tempo de serviço.
(6) Taxa decrescente atingindo nos próximos 30 anos a expectativa de inflação projetada de longo prazo. Refere-se apenas a taxa da patrocinadora Petrobras.
(7) Exceto para o Plano Petros 2, para o qual foi utilizada a elegibilidade conforme as regras do Regime Geral de Previdência Social (RGPS) e regras do plano.

e) Perfil de vencimento da obrigação

					2015
	Plano de Pensão		Saúde	Outros	
	Plano de pensão	Petros 2	AMS	planos	Total
Até 1 Ano	1.282	15	286	2	1.585
De 1 A 2 Anos	1.237	15	294	2	1.548
De 2 A 3 Anos	1.195	15	304	2	1.516
De 3 A 4 Anos	1.150	15	313	2	1.480
Acima de 4 Anos	13.306	237	5.556	135	19.234
	18.170	297	6.753	143	25.363

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 2015, reconhecidas no resultado, totalizaram US$ 6.

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.

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 2014
No exercício findo em 31 de dezembro de 2014, as metas estabelecidas pela Administração foram alcançadas, apesar da ausência de lucro no exercício e com base na metodologia negociada em acordo coletivo, a Companhia provisionou US$ 444 de participação no resultado.

PLR do exercício de 2015
No exercício findo em 31 de dezembro de 2015, não houve lucro e as metas estabelecidas pela Administração não foram alcançadas, principalmente pelo resultado dos indicadores de Custo Unitário de Extração sem Participação Governamental - Brasil e de Carga Processada - Brasil.

Dessa forma, não há provisão para pagamento de participação no resultado referente ao exercício de 2015.

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.

A Companhia reconheceu a provisão em 31 de março de 2014, estando sujeita à 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 30 de novembro de 2015 a 18 de dezembro de 2015, a Petrobras permitiu aos empregados desistentes ou excluídos do PIDV 2014 proceder à revalidação de sua inscrição no PIDV 2014, de caráter voluntário, tendo alcançado o número de 374 revalidações.

Em 13 de outubro de 2015, a controlada Petrobras Distribuidora S.A. implementou um novo Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntario (PIDV BR 2015), a fim de adequar o efetivo da Companhia, compatibilizando-os com as expectativas dos empregados. O período de inscrições ao PIDV se encerrou em 30 de dezembro de 2015 e alcançou 345 inscritos. Em 31 de dezembro de 2015, a Petrobras Distribuidora reconheceu a estimativa de desembolso dos incentivos financeiros no montante de US$ 24.

Até o mês de dezembro de 2015, a Companhia registrou 6.554 desligamentos e 249 desistências do PIDV 2014, cuja movimentação da provisão está representada a seguir:

Saldo em 31 de dezembro de 2014	390
Revisão de provisão (*)	91
Utilização por desligamento	(210)
Novos inscritos PIDV BR 2015	24
Ajuste acumulado de conversão	(96)
Saldo em 31 de dezembro de 2015	199
Circulante	155
Não Circulante	44

(*) Inclui revalidação de inscrições do PIDV 2014 da Petrobras, desistências, reajuste salarial e atualização do piso e do teto pelo IPCA.

23. Patrimônio líquido

23.1. Capital social realizado

Em 31 de dezembro de 2015, o capital subscrito e integralizado no valor de US$ 107.380 e gasto com emissão de ações foi US$ 279, 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.

23.2. Transações de capital

a) Gastos com emissão de ações

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

b) Mudança de participação em controladas

Diferenças entre o valor pago e o montante contábil decorrentes das variações de participações em controladas que não resultem em perda de controle, considerando que se tratam de transações de capital, ou seja, transações com os acionistas, na qualidade de proprietários. As principais mudanças de participação em controladas estão relatadas na nota explicativa 11.

23.3. Reservas de lucros

Reserva legal

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

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.

No exercício de 2015 e 2014, a parcela do resultado referente à subvenção de investimentos no âmbito das Superintendências de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE) e da Amazônia (SUDAM) não foi destinada para reserva de incentivos fiscais em função da ausência de lucro. Entretanto, a constituição de reserva de incentivo com esta parcela ocorrerá em períodos subsequentes, conforme previsto na Lei 12.973/14, em seu capítulo I.

O montante acumulado de subvenção de investimentos proveniente dos resultados dos exercícios de 2014 e 2015 a ser utilizado para constituição de reserva de incentivo é de US$ 15, sendo US$ 7,5 para cada um desses exercícios.

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.

Em 31 de dezembro de 2015, o saldo de prejuízos acumulados será obrigatoriamente absorvido pela reserva de retenção de lucros no montante de US$ 8.446.

23.4. Outros Resultados Abrangentes

Em 2015 foram reconhecidos como outros resultados abrangentes, decorrentes da forte desvalorização do real frente ao dólar norte-americano, os seguintes efeitos:

No ajuste acumulado de conversão, o montante de US$ 29.248;

No hedge de fluxo de caixa de exportação, o patrimônio líquido foi reduzido no período em US$ 19.075 (US$ 12.589 líquido de impostos), totalizando em 31 de dezembro de 2015 o valor de US$ 30.739 (US$ 20.288 líquido de impostos), conforme nota explicativa 33.

Parte dos Outros Resultados Abrangentes são provenientes de equivalência patrimonial (US$ 861).

23.5. Dividendos

O Estatuto Social determina que os acionistas terão direito, em cada exercício, aos dividendos, 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. 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 de capital social decorrentes de incorporação de reservas e lucros.

Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014, considerando a inexistência de lucro, não foi proposto pagamento de dividendos e/ou juros sobre capital próprio pelo Conselho de Administração.

23.6. Lucro por Ação

	2015	2014	2013
Prejuízo líquido atribuível aos acionistas da Petrobras	(8.450)	(7.367)	11.094
	13.044.496.93	13.044.496.93	13.044.496.93
Média ponderada da quantidade de ações ordinárias e preferenciais em circulação (nº. de ações)	0	0	0
Lucro líquido básico e diluído por ação ordinária e preferencial (U.S.$ por ação)	(0,65)	(0,56)	0,85

24. Receita de vendas

	2015	2014	2013
Receita bruta de vendas	121.490	174.031	172.016
Encargos de vendas	(24.176)	(30.374)	(30.554)
Receita de vendas (*)	97.314	143.657	141.462
Diesel	30.532	42.586	41.435
Gasolina automotiva	16.320	23.702	23.470
Querosene de aviação (QAV)	3.325	4.357	3.464
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	2.881	5.622	5.885
Nafta	2.594	3.729	3.960
Óleo combustível (incluindo bunker)	2.297	5.562	5.553
Outros derivados de petróleo	3.468	5.771	5.760
Subtotal de derivados	61.417	91.329	89.527
Gás natural	5.894	8.035	7.376
Etanol, nitrogenados e renováveis	3.868	3.862	4.868
Eletricidade, serviços e outros	4.850	8.384	4.693
Mercado interno	76.029	111.610	106.464
Exportações	9.692	13.930	15.172
Vendas no exterior (**)	11.593	18.117	19.826
Mercado externo	21.285	32.047	34.998
Receitas de vendas (*)	97.314	143.657	141.462

(*) A receita de vendas por segmento de negócio está apresentada na nota 29.
(**) Receita proveniente de vendas realizadas no exterior, exceto exportações.

25. Outras despesas líquidas

	2015	2014	2013
(Perdas) / Ganhos c/ processos judiciais, administrativos e arbitrais	(1.569)	(194)	(269)
Paradas não programadas e gastos pré-operacionais	(1.239)	(1.089)	(923)
Plano de pensão e saúde (inativos)	(1.151)	(1.030)	(900)
Resultado com alienação / baixa de ativos	(478)	(213)	1.764
Relações institucionais e projetos culturais	(428)	(743)	(821)
Perdas sobre multas aplicadas (*)	(374)	(182)	–
Devolução de campos e projetos cancelados do E&P	(280)	(268)	(19)
Resultado relacionado a abandono de áreas	(144)	(443)	58
Gastos com PIDV	(115)	(1.035)	–
Gastos com segurança, meio ambiente e saúde	(95)	(143)	(225)
Despesas com Provisão de Distratos	(39)	–	–
Acordo coletivo de trabalho	–	(440)	(419)
Subvenções e assistências governamentais	17	61	181
Ressarcimento de gastos adicionais capitalizados indevidamente	72	–	–
Gastos/Ressarcimentos com operações em parcerias de E&P	530	360	241
Outros	(52)	66	219
	(5.345)	(5.293)	(1.113)

(*) Valores divulgados na rubrica Outros em 2014.

26. Custos e Despesas por natureza

	2015	2014	2013
Matérias-primas e produtos para revenda	(29.110)	(58.539)	(60.068)
Materiais, serviços, fretes, aluguéis e outros	(20.808)	(23.847)	(23.202)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	(12.299)	(16.823)	(544)
Depreciação, depleção e amortização	(11.591)	(13.023)	(13.188)
Gastos com pessoal	(9.079)	(13.215)	(12.769)
Participação governamental	(6.064)	(13.500)	(14.498)
Tributárias	(2.796)	(760)	(780)
(Perdas)/Ganhos com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(1.569)	(194)	(269)
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura)	(1.441)	(2.178)	(1.892)
Paradas não programadas e gastos pré-operacionais	(1.239)	(1.089)	(923)
Perdas em créditos de liquidação duvidosa	(941)	(2.378)	(73)
Resultado com alienação / baixa de ativos	(478)	(213)	1.764
Relações institucionais e projetos culturais	(428)	(743)	(821)
Devolução de campos e projetos cancelados do E&P	(280)	(268)	(19)
Variação dos estoques	(155)	(1.181)	1.681
Resultado relacionado a abandono de áreas	(143)	(443)	58
Gastos com segurança, meio ambiente e saúde	(95)	(143)	(225)
Ressarcimento de gastos adicionais capitalizados indevidamente	72	–	–
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	–	(2.527)	–
	(98.444)	(151.064)	(125.768)
Na Demonstração do Resultado			
Custo dos produtos e serviços vendidos	(67.485)	(109.477)	(108.834)
Despesas com vendas	(4.627)	(6.827)	(4.904)
Despesas gerais e administrativas	(3.351)	(4.756)	(4.982)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(1.911)	(3.058)	(2.959)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(630)	(1.099)	(1.132)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	(12.299)	(16.823)	(544)
Tributárias	(2.796)	(760)	(780)
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	–	(2.527)	–
Outras despesas líquidas	(5.345)	(5.293)	(1.113)
Participação nos lucros ou resultados	–	(444)	(520)
	(98.444)	(151.064)	(125.768)

27. Resultado financeiro líquido

	2015	2014	2013
Juros sobre endividamento	(6.858)	(6.734)	(5.491)
Variações cambiais e monetárias s/ endividamento líquido (*)	(3.834)	(561)	(1.603)
Receita com aplicações financeiras e títulos públicos	693	1.007	1.278
Resultado financeiro sobre endividamento líquido	(9.999)	(6.288)	(5.816)
Encargos financeiros capitalizados	1.773	3.600	3.921
Ganhos (perdas) com instrumentos derivativos	256	337	(181)
Resultado com títulos e valores mobiliários	25	(39)	(95)
Outras variações cambiais e monetárias líquidas	394	914	(300)
Outras despesas e receitas financeiras líquidas (**)	(890)	(159)	(320)
Resultado financeiro líquido	(8.441)	(1.635)	(2.791)
Receitas	1.412	1.949	1.815
Despesas	(6.437)	(3.923)	(2.673)
Variações cambiais e monetárias, líquidas	(3.416)	339	(1.933)
	(8.441)	(1.635)	(2.791)

(*) Inclui variação monetária sobre financiamentos em moeda nacional parametrizada à variação ao dólar.
(**) Inclui em 2015, US$ 834 de despesa financeira pelas adesões ao REFIS, Programa de Anistias Estaduais e PRORELIT, conforme nota explicativa 21.

28. Informações complementares a demonstração do fluxo de caixa

	2015	2014	2013
Informações adicionais aos fluxos de caixa			
Valores pagos e recebidos durante o período			
Imposto de renda e contribuição social	567	853	1.446
Imposto de renda retido na fonte de terceiros	1.034	1.852	1.954
Transações de investimentos e financiamentos que não envolvem caixa			
Aquisição de imobilizado a prazo	171	123	209
Provisão (reversão) para desmantelamento de áreas	4.145	1.999	(629)
Utilização de créditos fiscais e depósitos judiciais para pagamento de contingência	946	147	-

29. Informações por Segmento

As atividades internacionais de exploração e produção de óleo e gás , refino, petroquímica , gás e energia e distribuição , cuja gestão pertencia à extinta Diretoria Internacional foram realocadas para a gestão das áreas de negócio correlatas no país, assegurando as especificidades dessas atividades.

Para fins de comparabilidade e avaliação , os valores divulgados no ativo consolidado e na demonstração do resultado do exercício de 2014 foram ajustados ao modelo de negócio vigente.

Ativo Consolidado por área de negócio - 31.12.2015

	E&P	Abastecimento	Gás & Energia	Biocombustíveis	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
Circulante	3.639	9.027	2.663	45	2.299	28.866	(3.111)	43.428
Não circulante	120.157	36.465	16.806	437	2.972	10.589	(333)	187.093
Realizável a longo prazo	6.467	2.384	1.358	3	859	8.398	(292)	19.177
Investimentos	1.807	879	456	343	34	8	–	3.527
Imobilizado	109.724	33.032	14.674	91	1.868	1.949	(41)	161.297
Em operação	79.585	28.803	12.193	81	1.581	1.485	(41)	123.687
Em construção	30.139	4.229	2.481	10	287	464	–	37.610
Intangível	2.159	170	318	–	211	234	–	3.092
Ativo Total	123.796	45.492	19.469	482	5.271	39.455	(3.444)	230.521

Ativo Consolidado por área de negócio - 31.12.2014

Circulante	6.725	15.491	4.184	65	3.886	24.205	(3.724)	50.832
Não circulante	154.412	55.986	24.655	1.044	4.274	9.406	(1.922)	247.855
Realizável a longo prazo	8.325	3.617	1.423	3	1.261	6.093	(1.859)	18.863
Investimentos	2.270	1.836	624	836	42	145	–	5.753
Imobilizado	140.582	50.273	22.237	205	2.685	2.811	(63)	218.730
Em operação	102.136	41.379	17.973	189	2.056	2.117	(63)	165.787
Em construção	38.446	8.894	4.264	16	629	694	–	52.943
Intangível	3.235	260	371	–	286	357	–	4.509
Ativo Total	161.137	71.477	28.839	1.109	8.160	33.611	(5.646)	298.687

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio (*)

	Jan-Dez/2015							
	E&P	Abastecimento	Gás e Energia	Biocombustíveis	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
Receita de vendas	35.680	74.321	13.145	229	33.406	–	(59.467)	97.314
Intersegmentos (**)	34.178	22.451	2.073	213	552	–	(59.467)	–
Terceiros (**)	1.502	51.870	11.072	16	32.854	–	–	97.314
Custo dos produtos vendidos	(25.171)	(60.384)	(10.539)	(252)	(30.849)	–	59.710	(67.485)
Lucro bruto	10.509	13.937	2.606	(23)	2.557	–	243	29.829
Receitas (despesas)	(13.883)	(5.834)	(2.211)	(95)	(2.785)	(6.363)	212	(30.959)
Vendas, gerais e administrativas	(643)	(2.437)	(747)	(31)	(2.401)	(1.933)	214	(7.978)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(1.911)	–	–	–	–	–	–	(1.911)
Custos com Pesquisa e desenvolvimento	(172)	(117)	(53)	(9)	(1)	(278)	–	(630)
Tributárias	(160)	(709)	(412)	(2)	(69)	(1.444)	–	(2.796)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	(9.830)	(1.664)	(683)	(46)	(76)	–	–	(12.299)
Outras	(1.167)	(907)	(316)	(7)	(238)	(2.708)	(2)	(5.345)
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos	(3.374)	8.103	395	(118)	(228)	(6.363)	455	(1.130)
Resultado financeiro líquido	–	–	–	–	–	(8.441)	–	(8.441)
Resultado de participações em investimentos	(309)	356	123	(199)	9	(157)	–	(177)
Participação nos lucros ou resultados	–	–	–	–	–	–	–	–
Lucro antes dos impostos	(3.683)	8.459	518	(317)	(219)	(14.961)	455	(9.748)
Imposto de renda/contribuição social	1.200	(2.746)	(132)	41	78	2.851	(155)	1.137
Lucro líquido	(2.483)	5.713	386	(276)	(141)	(12.110)	300	(8.611)
Lucro líquido atribuível aos:								
Acionistas da Petrobras	(2.480)	5.727	237	(276)	(142)	(11.816)	300	(8.450)
Acionistas não controladores	(3)	(14)	149	–	1	(294)	–	(161)
	(2.483)	5.713	386	(276)	(141)	(12.110)	300	(8.611)

(*) A relação das empresas por segmento de atuação está apresentada na nota explicativa 11.1 das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2015.
(**) A Companhia corrigiu a alocação entre receita de vendas intersegmentos e terceiros de valores anteriormente apresentados via Formulário 6- K fornecido à SEC em 23 de março de 2016. Não há nenhum efeito sobre a receita total de vendas por segmento.

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio

	Jan-Dez/2014							
	E&P	Abastecimento	Gás e Energia	Biocombustíveis	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
Receita de vendas	68.611	114.431	18.373	266	46.893	–	(104.917)	143.657
Intersegmentos	66.336	35.484	1.730	238	1.129	–	(104.917)	–
Terceiros	2.275	78.947	16.643	28	45.764	–	–	143.657
Custo dos produtos vendidos	(37.220)	(118.350)	(15.698)	(311)	(43.262)	–	105.364	(109.477)
Lucro bruto	31.391	(3.919)	2.675	(45)	3.631	–	447	34.180
Receitas (despesas)	(9.305)	(19.614)	(3.332)	(67)	(2.750)	(6.300)	225	(41.143)
Vendas, gerais e administrativas	(624)	(2.866)	(2.571)	(50)	(2.555)	(3.146)	229	(11.583)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(3.058)	–	–	–	–	–	–	(3.058)
Custos com Pesquisa e desenvolvimento	(549)	(192)	(85)	(15)	(1)	(257)	–	(1.099)
Tributárias	(74)	(118)	(136)	–	(33)	(399)	–	(760)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	(3.800)	(12.912)	(111)	–	–	–	–	(16.823)
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	(806)	(1.403)	(266)	–	(11)	(41)	–	(2.527)
Outras	(394)	(2.123)	(163)	(2)	(150)	(2.457)	(4)	(5.293)
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos	22.086	(23.533)	(657)	(112)	881	(6.300)	672	(6.963)
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	(1.635)	-	(1.635)
Resultado de participações em investimentos	(80)	132	211	(53)	5	3	–	218
Participação nos lucros ou resultados	(156)	(126)	(20)	(1)	(26)	(115)	–	(444)
Lucro antes dos impostos	21.850	(23.527)	(466)	(166)	860	(8.047)	672	(8.824)
Imposto de renda/contribuição social	(7.674)	7.758	139	39	(295)	1.582	(228)	1.321
Lucro líquido	14.176	(15.769)	(327)	(127)	565	(6.465)	444	(7.503)
Lucro líquido atribuível aos:								
Acionistas da Petrobras	14.151	(15.761)	(347)	(127)	565	(6.292)	444	(7.367)
Acionistas não controladores	25	(8)	20	–	–	(173)	–	(136)
	14.176	(15.769)	(327)	(127)	565	(6.465)	444	(7.503)

	Jan-Dez/2013							
	E&P	Abastecimento	Gás e Energia	Biocombustíveis	Distribuição	Corporativo	Eliminação	Total
Receita de vendas	72.345	114.331	14.572	388	45.244	–	(105.418)	141.462
Intersegmentos	69.473	33.393	1.228	324	1.000	–	(105.418)	–
Terceiros	2.872	80.938	13.344	64	44.244	–	–	141.462
Custo dos produtos vendidos	(36.951)	(122.624)	(12.614)	(464)	(41.419)	–	105.238	(108.834)
Lucro bruto	35.394	(8.293)	1.958	(76)	3.825	–	(180)	32.628
Receitas (despesas)	(3.559)	(4.060)	(1.192)	(69)	(2.388)	(5.242)	96	(16.414)
Vendas, gerais e administrativas	(610)	(3.259)	(1.104)	(55)	(2.379)	(2.642)	163	(9.886)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(2.959)	–	–	–	–	–	–	(2.959)
Custos com Pesquisa e desenvolvimento	(522)	(242)	(58)	(16)	(2)	(292)	–	(1.132)
Tributárias	(283)	(190)	(93)	(1)	(37)	(176)	–	(780)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	(545)	–	–	–	1	–	–	(544)
Outras	1.360	(369)	63	3	29	(2.132)	(67)	(1.113)
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos	31.835	(12.353)	766	(145)	1.437	(5.242)	(84)	16.214
Resultado financeiro líquido	–	–	–	–	–	(2.791)	–	(2.791)
Resultado de participações em investimentos	167	82	247	(20)	4	27	–	507
Participação nos lucros ou resultados	(190)	(142)	(22)	(1)	(30)	(135)	–	(520)
Lucro antes dos impostos	31.812	(12.413)	991	(166)	1.411	(8.141)	(84)	13.410
Imposto de renda/contribuição social	(10.762)	4.248	(253)	51	(479)	4.587	30	(2.578)
Lucro líquido	21.050	(8.165)	738	(115)	932	(3.554)	(54)	10.832
Lucro líquido atribuível aos:								
Acionistas da Petrobras	21.009	(8.157)	678	(115)	931	(3.198)	(54)	11.094
Acionistas não controladores	41	(8)	60	–	1	(356)	–	(262)
	21.050	(8.165)	738	(115)	932	(3.554)	(54)	10.832

Demonstração Consolidada das atividades no exterior - 2015

	E&P	Abastecimento	Gás e Energia	Distribuição
Ativo	8.114	1.398	404	783
Demonstração de resultado				
Receita de vendas	1.863	4.613	550	4.139
Intersegmentos	972	1.980	33	2
Terceiros	891	2.633	517	4.137
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos	(632)	(57)	71	79
Lucro líquido (prejuízo)atribuível aos acionistas da Petrobras	(854)	(48)	104	69

Demonstração Consolidada das atividades no exterior - 2014

	E&P	Abastecimento	Gás e Energia	Distribuição
Ativo	9.623	1.861	472	940
Demonstração de resultado				
Receita de vendas	3.001	7.406	489	5.166
Intersegmentos	1.235	1.528	33	1
Terceiros	1.766	5.878	456	5.165
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos	114	(557)	72	97
Lucro líquido(prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras	(457)	(479)	90	82

Demonstração Consolidada das atividades no exterior - 2013

	E&P	Abastecimento	Gás e Energia	Distribuição
Ativo	13.656	2.652	602	1.085
Demonstração de resultado				
Receita de vendas	4.324	44.810	2.670	5.223
Intersegmentos	2.573	24.679	1.764	7
Terceiros	1.751	20.131	906	5.216
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos	2.037	528	26	106
Lucro líquido(prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras	1.665	293	193	93

30. Processos judiciais e contingências

30.1. Processos judiciais provisionados

A Companhia constitui provisões em montante suficiente para cobrir as perdas consideradas prováveis e confiavelmente estimáveis. As principais ações se referem a:

Processos trabalhistas, destacando-se a revisão da metodologia de apuração do complemento de remuneração mínima por nível e regime e diferenças de cálculo nos repousos semanais remunerados;

Processos fiscais, incluindo a não homologação de compensações de tributos federais e as demandas relacionadas ao recolhimento de ICMS na venda de querosene de aviação;

Processos cíveis referentes a perdas e danos pelo desfazimento de operação de cessão de crédito prêmio de IPI e cobrança de *royalties* sobre a atividade de extração de xisto; e

Processo ambiental referente à indenização aos pescadores pelo derramamento de óleo no Rio de Janeiro, em janeiro de 2000.

Os valores provisionados, são os seguintes:

	31.12.2015	31.12.2014
Passivo não circulante		
Processos trabalhistas	851	717
Processos fiscais	791	104
Processos cíveis	530	666
Processos ambientais	72	40
Outros processos	3	13
	2.247	1.540

	31.12.2015	31.12.2014
Saldo inicial	1.540	1.246
Adições	1.490	766
Utilização	(272)	(314)
Atualização de juros	100	66
Outros	(13)	(8)
Ajuste acumulado de conversão	(598)	(216)
Saldo final	2.247	1.540

30.2. Depósitos Judiciais

Os depósitos judiciais efetuados em conexão com os processos judiciais e garantias são apresentados de acordo com a natureza das correspondentes causas:

Ativo não circulante	31.12.2015	31.12.2014
Fiscais	1.044	1.006
Cíveis	690	663
Trabalhistas	684	928
Ambientais	78	80
Outros	3	5
	2.499	2.682

30.3. Passivos Contigentes

Os processos judiciais que constituem obrigações presentes cuja saída de recursos não é provável ou que não possa ser feita uma estimativa suficientemente confiável do valor da obrigação, bem como aqueles que não constituem obrigações presentes, não são reconhecidos, mas são divulgados, a menos que seja remota a possibilidade de saída de recursos.

Os passivos contingentes estimados para os processos judiciais em 31 de dezembro de 2015, para os quais a probabilidade de perda é considerada possível, são apresentados na tabela a seguir:

Natureza	Estimativa
Fiscais	29.276
Cíveis - Gerais	5.108
Trabalhistas	5.651
Ambientais	1.472
Outras	2
	41.509

Os quadros a seguir detalham as principais causas de natureza fiscal, cível, ambiental e trabalhista, cujas expectativas de perdas estão classificadas como possível:

Descrição dos processos de natureza fiscal	Estimativa
Autor: Secretaria da Receita Federal do Brasil	
1) Incidência de Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF e Contribuições de Intervenção no Domínio Econômico - CIDE sobre remessas para pagamentos de afretamentos de embarcações.	
Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas.	8.256
2) Dedução imediata da base de cálculo do IRPJ e CSLL de gastos com desenvolvimento da produção de petróleo nos exercícios de 2008 e 2009.	
Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e recursos na esfera administrativa.	3.022
3) Pedidos de compensação de tributos federais não homologados pela Receita Federal.	
Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e de recurso na esfera administrativa.	2.514
4) Dedução da base de cálculo do IRPJ e CSLL dos valores pagos ao Plano Petros, bem como de despesas diversas incorridas em 2007 e 2008 relacionadas a benefícios empregatícios e PETROS.	
Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e recursos na esfera administrativa.	1.916
5) Lucro de controladas e coligadas domiciliadas no exterior, nos exercícios de 2005 até 2010, não adicionado à base de cálculo do IRPJ e CSLL.	
Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e recursos na esfera administrativa.	1.685
6) Incidência da contribuição previdenciária sobre pagamento de abonos e gratificação contingente a empregados.	
Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e recursos na esfera administrativa.	608
7) Cobrança 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 na esfera judicial.	517
Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo.	
8) Cobrança de multa por suposto descumprimento de obrigação acessória quando da movimentação da sonda para o bloco exploratório e no retorno desta embarcação, bem como de ICMS decorrente do desenquadramento do regime aduaneiro de admissão temporária pelo fato de o desembaraço da sonda ter sido realizado em Niteroi/RJ e não no estado de SP.	
Situação atual: A questão envolve processos em fase judicial.	1.322
9) Aplicação de diferimento de ICMS nas operações de venda de Biodiesel B100, bem como pelo uso da alíquota de 7% em operações interestaduais de venda de Biodiesel B100 com os Estados do Centro-Oeste, Norte, Nordeste e com o Estado do ES.	
Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa.	619
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados PR, AM, BA, ES, PA, PE e PB.	
10) Incidência de ICMS sobre diferenças na medição inicial e final de estoques nas vendas de petróleo e gás.	
Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas.	284
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do RJ, MG e BA.	
11) Exigência de ICMS em operações de saída de Líquido de Gás Natural – LGN e C5+ com emissão de documento fiscal não aceito pela fiscalização, bem como questionamento do direito ao aproveitamento do crédito.	
Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas.	972
12) Cobrança de diferenças de alíquotas de ICMS decorrente de vendas de QAV para empresas aéreas no mercado interno.	
Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e de recurso na esfera administrativa.	950
13) Crédito de ICMS não estornado em razão de saídas isentas ou não tributadas promovidas por terceiros em operações subsequentes.	
Situação atual: A questão envolve dois autos de infração que se encontram na esfera administrativa, ainda sem decisão da primeira instância julgadora.	523
Autor: Secretaria de Fazenda dos Estados do RJ, SP, ES e BA.	
14) Apropriação de crédito de ICMS sobre aquisições de mercadorias que, no entendimento da fiscalização, não configurariam bens do ativo imobilizado.	
Situação atual: Há autuações lavrados pelos Estados sendo algumas discutidas ainda na esfera administrativa, e outras na esfera judicial.	326
Autor: Prefeituras Municipais de Anchieta, Aracruz, Guarapari, Itapemirim, Marataízes, Linhares, Vila Velha e Vitória.	
15) Cobrança do imposto incidente sobre serviços prestados em águas marítimas (ISSQN), por alguns municípios do Estado do Espírito Santo sob o argumento de que o serviço fora executado em seus "respectivos territórios marítimos".	
Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas.	698
Autor: Secretarias de Fazenda dos Estados de SP, RS e SC.	
16) Cobrança do ICMS referente à importação de gás natural proveniente da Bolívia para o MS, sob a alegação de serem esses Estados os destinatários finais (consumidores) do gás importado.	
Situação atual: A questão envolve processos nas esferas judicial e administrativa, além de três ações cíveis originárias em trâmite no Supremo Tribunal Federal.	653
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, SP, SE e BA.	
17) Não recolhimento dos créditos de ICMS decorrente da aquisição de brocas de perfuração e de produtos químicos utilizados na formulação de fluido de perfuração.	
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas.	325
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados de SP, CE, PB, RJ, BA e PA.	
18) Cobrança e creditamento de ICMS em operações de consumo interno, de óleo bunker e óleo diesel marítimo destinados a embarcações afretadas.	
Situação atual: Há autuações lavradas pelos Estados sendo algumas discutidas ainda na esfera administrativa, e outras na esfera judicial.	309
Autor: Secretaria de Fazenda do Estado de Pernambuco.	
19) Cobrança de ICMS sobre as vendas interestaduais de gás natural com destino às distribuidoras localizadas em seu Estado. A fiscalização entende que as operações seriam de transferência, uma vez que as atividades realizadas no city-gate são de industrialização, caracterizando-o como um estabelecimento e consequentemente exigindo a diferença entre o imposto incidente na operação de venda e de transferência.	
Situação atual: Há autuações lavradas pelo Estado uma discutida ainda na esfera administrativa, e outras na esfera judicial.	360

20) Processos diversos de natureza fiscal	3.417
Total de processos de natureza fiscal	29.276

Descrição dos processos de natureza cível	Estimativa
Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP	
1) Processos administrativos que discutem 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.	1.246
2) Processos que discutem a determinação da ANP de: unificar os campos de Lula e Cernambi no Consórcio BM-S-11, unificar os Campos de Baúna e Piracaba, e unificar os Campos de Baleia Anã, Baleia Azul, Baleia Franca, Cachalote, Caxaréu, Jubarte e Pirambu, no complexo Parque das Baleias, gerando assim impactos no recolhimento das participações especiais (PE).	
Situação atual: As questões envolvem processos judicial e arbitral. Por força de decisões judiciais as arbitragens estão suspensas. No caso dos campos de Lula e Cernambi, os valores das supostas diferenças de participações governamentais foram depositados judicialmente, porém com a cassação da liminar favorável, atualmente as diferenças tem sido pagas diretamente para a ANP até que seja reformada a decisão judicial correspondente. No caso dos campos de Baúna e Piracaba, por força de decisão liminar concedida pelo Judiciário, a PETROBRAS deposita o valor controvertido das PGs em juízo. No caso da unificação dos Campos de Baleia Anã, Baleia Azul, Baleia Franca, Cachalote, Caxaréu, Jubarte e Pirambu, no complexo Parque das Baleias, por força de decisões judiciais e do próprio Tribunal Arbitral a cobrança das supostas diferenças de PE a maior encontra-se suspensa.	1.220
Autor: Refinaria de Petróleo de Manguinhos S.A.	
3) 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 1º 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.	411
Autor: Vantage Deepwater Company e Vantage Deepwater Drilling Inc	
4) Arbitragem nos Estados Unidos sobre recisão uniliteral de contrato de prestação de serviço de perfuração vinculados ao navio-sonda Titanium Explorer.	
Situação atual: O processo se encontra em fase de conhecimento, onde a Companhia busca seus direitos apresentando documentos para a comprovação de que o autor descumpriu obrigações contratuais.	400
5) Processos diversos de natureza cível	1.831
Total de processos de natureza cível	5.108

	Estimate
Autor: SINDIPETRO dos estados do ES, RJ, BA, MG, SP, PE, RN, PR, SC e RS. (*)	
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, no qual, em 19 de outubro de 2015, foi julgado procedente o pedido da Petrobras e encaminhado ao Tribunal Pleno para uniformização do entendimento sobre a matéria no âmbito do TST.	2.957
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 n° 605/49.	
Situação atual: Referente ao processo de autoria do SINDIPETRO/BA, a Cia. interpôs recurso que se encontra pendente de julgamento pelo Tribunal Superior do Trabalho. No processo em que figura como autor o SINDIPETRO/NF, a Cia. propôs Ação Rescisória processada no TST, cujo mérito ainda não foi julgado.	323
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.	282
4) Processos diversos de natureza Trabalhista	2.089
Total de processos de natureza trabalhista	5.651

(*) Foram incluídas ações que estavam apresentadas como "processos diversos", além da revisão de estimativa e expectativa.

Descrição dos processos de natureza ambiental	Estimativa
Autores: Ministério Público Federal, Ministério Público Estadual do Paraná	
AMAR - Associação de Defesa do Meio Ambientede Araucária e IAP - Instituto Ambiental do Paraná	
1) Processo judicial que discute obrigação de fazer, indenização em pecúnia 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.	612
Autor: Instituto Brasileiro de Meio Ambiente - IBAMA e Ministério Público Federal.	
2) Processos administrativos decorrentes de multas ambientais relacionadas a operação Upstream impugnadas em virtude de divergência quanto a interpretação e aplicação de normas pelo IBAMA, bem como uma Ação Civil Pública movida pelo MPF por suposto dano ambiental em virtude do afundamento acidental da Plataforma P-36.	
Situação atual: Aguarda-se julgamento de defesa e recurso na esfera administrativa quanto às multas e, no que toca a ação civil pública, a Petrobras recorreu da sentença que lhe foi desfavorável no juízo de primeiro grau e acompanha o trâmite do recurso que será julgado pelo	271

Tribunal Regional Federal.	
3) Processos diversos de natureza ambiental	589
Total de processos de natureza ambiental	1.472

30.4. Ações coletivas (class actions) e processos relacionados

Entre 8 de dezembro de 2014 e 7 de janeiro de 2015, cinco ações coletivas (*class actions*) foram propostas contra a Companhia perante a Corte Federal para o Distrito Sul de Nova Iorque, nos Estados Unidos (United States District Court for the Southern District of New York). Estas ações foram consolidadas em 17 de fevereiro de 2015 ("Ação Coletiva Consolidada"). A Corte 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 investidores que: (i) adquiriram valores mobiliários da Petrobras negociados na Bolsa de Nova Iorque ou por meio de outras transações ocorridas nos Estados Unidos da América entre 22 de janeiro de 2010 e 19 de março de 2015 (o "Período da Classe") e que sofreram perdas; (ii) adquiriram as *Notes* emitidas em 2012, de acordo com o registro da Petrobras para emissão de valores mobiliários no mercado americano atualizado em 2009, ou *as Notes* emitidas em 2013 ou as *Notes* emitidas em 2014, de acordo com o registro da Petrobras para emissão de valores mobiliários no mercado americano atualizado em 2012, dentro do Período da Classe e que sofreram perdas; e (iii) adquiriram valores mobiliários da Petrobras no Brasil durante o período da Classe e que também adquiriram valores mobiliários da Petrobras negociados na Bolsa de Nova Iorque ou por meio de outras transações ocorridas nos Estados Unidos da América no mesmo período.

O autor líder da ação coletiva consolidada alega que a Companhia, através de fatos relevantes, comunicados 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 suas políticas anti-corrupção, em função de denúncias de corrupção com relação a determinados contratos, o que teria supostamente elevado de maneira artificial o preço dos valores mobiliários da Petrobras.

Em 17 de abril de 2015, a Petrobras, sua controlada Petrobras Global Finance BV (PGF) e os bancos subscritores de ofertas públicas de títulos ("Bancos Subscritores") apresentaram *Motion to Dismiss*, uma defesa em que são apresentados argumentos jurídicos requerendo a extinção sumária do processo.

Em 9 de julho de 2015, o Juiz emitiu decisão sobre a *Motion to Dismiss*, acolhendo parcialmente os argumentos da Companhia. O Juiz reconheceu, dentre outros pontos, que os pleitos relacionados à emissão de certos títulos de dívida realizada nos EUA em 2012 com base no Securities Act de 1933 estão prescritos e que os pleitos relativos aos valores mobiliários adquiridos no Brasil estão sujeitos à resolução por arbitragem, conforme previsto no Estatuto Social da Petrobras. O Juiz rejeitou os outros argumentos apresentados na *Motion to Dismiss* e, com base nesta decisão, a Ação Coletiva Consolidada prosseguiu quanto aos demais pleitos.

Conforme autorizado pelo Juiz, foram apresentadas novas petições consolidadas em 16 de julho de 2015, 1º de setembro de 2015 e 30 de novembro de 2015. Essa última foi apresentada pelo autor líder USS e três outros autores (Union Asset Management Holding AG; Employees' Retirement System of the State of Hawaii; e North Carolina Department of State Treasurer), contendo os pleitos da Ação Coletiva Consolidada que não foram rejeitados ou que o Juiz autorizou fossem reformulados em sua decisão de 9 de julho de 2015. Essa petição consolidada também estende o Período da Classe até 28 de julho de 2015, além de incluir a Petrobras America Inc. ("PAI") como ré.

Em 7 de dezembro de 2015, a Petrobras, PGF, PAI e os Bancos Subscritores apresentaram *Motion to Dismiss* contra a petição consolidada.

Em 20 de dezembro de 2015, o Juiz emitiu decisão sobre essa *Motion to Dismiss*, acolhendo parcialmente os argumentos da Companhia. Dentre outras decisões, o Juiz rejeitou os pleitos dos autores da petição consolidada baseados na aquisição de títulos emitidos pela Companhia quando não conseguiram provar que foram adquiridos em transações ocorridas nos EUA. O Juiz também rejeitou pleitos baseados no Securities Act de 1933 em relação a certas aquisições quando os autores não conseguiram demonstrar que se basearam em informações divulgadas pela Petrobras. Outros argumentos da *Motion to Dismiss* foram rejeitados, portanto a Ação Coletiva Consolidada continuará quanto aos demais pleitos.

Em 15 de outubro de 2015, os autores apresentaram uma petição requerendo a certificação de classe para a Ação Coletiva Consolidada e, em 6 de novembro de 2015, a Petrobras, PGF, PAI e os Bancos Subscritores apresentaram petição impugnando tal requerimento. Em 2 de fevereiro de 2016, o Juiz acolheu a petição para certificação de classe, determinando que os representantes da classe de investidores cujos pleitos se baseiam no Securities Act serão os autores Employees' Retirement System of the State of Hawaii e North Carolina Department of State Treasurer e o representante da classe dos investidores cujos pleitos se baseiam no *Exchange Act* será o autor Universities Superannuation Scheme Limited.

Adicionalmente à Ação Coletiva Consolidada, até a presente data, 28 ações foram propostas por investidores individuais perante a mesma Corte Federal para o Distrito Sul de Nova Iorque nos Estados Unidos (Southern District of New York) com alegações similares àquelas apresentadas na ação coletiva. Em 21 de agosto de 2015, a Petrobras, a PGF e os Bancos subscritores de ofertas públicas de títulos apresentaram *Motion to Dismiss* e, em 15 de outubro de 2015, o Juiz acolheu parcialmente essa defesa. O Juiz reconheceu, dentre outros pontos, a prescrição de certos pleitos baseados no Exchange Act, no Securities Act, e em legislações estaduais. O Juiz rejeitou os outros argumentos apresentados na *Motion to Dismiss* e, com base nesta decisão, essas ações terão seguimento. Além disso, uma ação semelhante foi apresentada por investidores individuais no Distrito Leste da Pensilvânia.

O Juiz determinou que a Ação Coletiva Consolidada e as ações individuais serão resolvidas por um júri em um único julgamento que deverá durar no máximo oito semanas; que a audiência de julgamento começará no dia 19 de setembro de 2016; e que qualquer ação individual apresentada após 31 de dezembro de 2015 será suspensa para todos os efeitos até o encerramento do julgamento previsto.

Em 17 de março de 2016, uma nova ação foi iniciada por investidores individuais perante a mesma Corte Federal para o Distrito Sul de Nova Iorque, apresentando alegações semelhantes àquelas formuladas na Ação Coletiva Consolidada. De acordo com decisão do juiz, esta ação permanecerá suspensa até a conclusão do julgamento das demais ações.

Essas ações estão em estágio preliminar e envolvem questões bastante complexas, sujeitas a incertezas substanciais e que dependem de fatores como: ineditismo de teses jurídicas, informações produzidas no procedimento *probatório (discovery)*, *tempo das* decisões judiciais, obtenção de provas em poder de terceiros ou autores, a decisão da corte em questões chave do processo, análises de peritos, o potencial e a intenção de as partes iniciarem negociações de boa-fé para um acordo.

Além disso, as pretensões formuladas são amplas, abrangem vários anos e envolvem uma diversidade de atividades e os autores não indicaram um montante do dano alegado na Ação Coletiva Consolidada ou nas ações individuais.

As incertezas inerentes a todas estas questões afetam o montante e o tempo da decisão final destas ações. Como resultado, a Companhia não é capaz de produzir uma estimativa confiável da potencial perda nesses litígios.

Caso a decisão do litígio seja contrária ou se houver um acordo, a Companhia poderá ter que pagar valores substanciais, os quais poderão ter um efeito material adverso em sua condição financeira, nos seus resultados ou seu fluxo de caixa consolidados em um determinado período.

A Companhia contratou um escritório de advocacia norte-americano especializado e está se defendendo firmemente em relação às alegações feitas nessas ações.

30.5. Contingências Ativas

Recuperação de 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 compreendidos 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. 3ºda Lei 9.718/98.

Em 18 de novembro de 2010, o Superior Tribunal de Justiça julgou procedente a ação da Petrobras, ajuizada em 2006 para recuperar os valores de COFINS do período de janeiro de 2003 a janeiro de 2004. Após o trânsito em julgado da ação, a Companhia reconheceu o valor de US$ 290.

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.

Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia possui US$ 758 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:

	31.12.2015
COFINS - Janeiro de 2003 a janeiro de 2004	127
PIS/COFINS - fevereiro de 1999 a novembro de 2002	566
Atualização monetária	65
Saldo atualizado registrado no ativo não circulante	758

31. Compromisso de compra de gás natural

Em 18 de agosto de 2014, a Petrobras firmou acordo com a Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos – YPFB, solucionando as divergências existentes na execução do contrato de importação de gás natural boliviano para o mercado brasileiro (Contrato GSA Petrobras-YPFB). 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 visando retomar a operação da termoelétrica UTE Cuiabá a partir de abril de 2014, gerando um desembolso de US$ 383. Posteriormente, após as compensações apresentadas por cada parte, este acordo foi capaz de gerar um fluxo de caixa positivo líquido para a Petrobras durante seu período de apuração.

Em 31 de dezembro de 2015, o valor total do Contrato GSA para o período de 2016 a 2019 é de aproximadamente 43,95 bilhões de m³ de gás natural equivalente a 30,08 milhões de m³ por dia, que corresponde a um valor total estimado de US$ 6,46 bilhões.

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$ 1.592 para os Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração, permanecendo em vigor US$ 1.225 líquidos dos compromissos já cumpridos. Desse montante, US$ 1.060 correspondem ao penhor do petróleo de campos previamente identificados e já em fase de produção e US$ 165 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. Na Companhia, os riscos devem ser considerados em todas as decisões e a sua gestão deve ser realizada de maneira integrada, aproveitando os benefícios da diversificação.

A Companhia instituiu a Diretoria 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. As matérias submetidas à deliberação da Diretoria Executiva contam, necessariamente, com prévia manifestação favorável desta diretoria quanto à governança, gestão de riscos e conformidade dos procedimentos.

A gestão de riscos corporativos insere-se no compromisso da Companhia de atuar de forma ética e em conformidade com os requisitos legais e regulatórios estabelecidos nos países onde atua, sendo os riscos considerados em todas as decisões e a sua gestão realizada de maneira integrada.

Para a gestão de riscos de mercado/financeiro são adotadas ações preferencialmente estruturais, criadas em decorrência de uma gestão adequada do capital e do endividamento da empresa.

As tabelas a seguir apresentam um resumo das posições de instrumentos financeiros derivativos mantidos pela Companhia em 31 de dezembro de 2015, 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:

			Posição Patrimonial Consolidada		
	Valor nocional		Posição Ativa (Passiva)		Vencimento
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014	
Derivativos não designados como Hedge					
Contratos Futuros (*)	(5.694)	(4.314)	38	70	
Compra/Petróleo e Derivados	53.735	84.544	–	–	2016
Venda/Petróleo e Derivados	(59.429)	(88.858)	–	–	2016
Contratos de Opções (*)	123	(594)	10	0,7	
Compra/Petróleo e Derivados	–	(364)	–	(0,4)	2016
Venda/Petróleo e Derivados	123	(230)	10	1,1	2016
Contratos a Termo			6,3	2	
Compra/Câmbio (ARS/USD) (**)	USD 0	USD 10	–	(1)	2016
Compra/Câmbio (BRL/USD) (**)	USD 217	USD 0	6	1	2016
Venda/Câmbio (BRL/USD) (**)	USD 50	USD 249	0,3	2	2016
Derivativos designados como Hedge					
SWAP			(33)	(42)	
Câmbio - cross currency swap (**)	USD 298	USD 298	(16)	(22)	2016
Juros - Libor/taxa fixa (**)	USD 396	USD 419	(17)	(20)	2017
			21,3	31,7	

(*) Valor nocional em mil bbl
(**) Valores em USD estão em milhões.

	Ganhos (perdas) reconhecido no resultado do período (*)			Ganhos (perdas) reconhecidas no patrimônio líquido (**)			Garantias dadas como colaterais	
	2015	2014	2013	2015	2014	2013	31.12.2015	31.12.2014
Derivativos de commodities	238	368	(105)	–	–	–	7	6
Derivativos de moeda	27	(20)	(39)	9	10	10	–	–

Derivativos de juros	(9)	(11)	–	1	(1)	11	–	–
Derivativo embutido - etanol	–	–	(37)	–	–	–	–	–
	256	337	(181)	10	9	21	7	6
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações (***)	(2.057)	(702)	(303)	(19.075)	(5.741)	(5.923)	–	–
	(1.801)	(365)	(484)	(19.065)	(5.732)	(5.902)	7	6

(*) Valores reconhecidos como resultado financeiro no período
(**) Valores reconhecidos como outros resultados abrangentes no período
(***) Utilizando instrumentos financeiros não-derivativos, conforme nota explicativa 33.2.

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 2015 é apresentada a seguir:

Operações	Risco	Cenário Provável (*)	Cenário Possível (Δ de 25%)	Cenário Remoto (Δ de 50%)
Derivativos não designados como Hedge				
Contratos Futuros	Petróleo e Derivados - Flutuação dos Preços	38	(44)	(127)
Contratos a Termo	Câmbio - Desvalorização do BRL frente ao USD	2	(42)	(83)
Contratos a Termo	Câmbio - Valorização do ARS frente ao USD	–	–	–
SWAP	Juros - Queda de taxa de Juros em EUR	–	–	–
Opções	Petróleo e Derivados - Flutuação dos Preços	9	9	9
		49	(77)	(201)
Derivativos designados como Hedge				
SWAP		(8)	(59)	(99)
Dívida	Câmbio -Apreciação do JPY frente ao USD	8	59	99
Efeito Líquido		–	–	–
SWAP		4	(2)	(3)
Dívida	Juros - Alta da taxa LIBOR	(4)	2	3
Efeito Líquido		–	–	–

(*) Os cenários prováveis foram calculados considerando-se as seguintes variações para os riscos: Real x Dólar - desvalorização do real em 3,7% / Iene x Dólar - desvalorização do iene em 2,9% / Peso x Dólar - desvalorização do peso em 12% / Curva Futura de LIBOR - aumento de 0,31% ao longo da curva. Fonte: Focus e Bloomberg

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 existentes 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 considerando uma análise integrada dos negócios aproveitando os benefícios inerentes à diversificação. No curto prazo, o tratamento do risco é realizado por meio da alocação das aplicações do caixa entre real, dólar ou outra moeda.

A estratégia de gerenciamento de riscos cambiais pode envolver o uso de instrumentos financeiros derivativos para minimizar a exposição cambial de certas obrigações da Companhia.

a) Hedge de fluxo de caixa envolvendo as exportações futuras altamente prováveis da Companhia

A Companhia designa relações de *hedge* entre "exportações futuras altamente prováveis" (item protegido) e parcelas de certas obrigações (instrumentos de proteção) em dólares norte-americanos para que os efeitos cambiais de ambos sejam reconhecidos ao mesmo momento na demonstração de resultado.

Parcelas dos saldos de principal, juros de endividamentos (não derivativos) e contratos de câmbio a termo foram designados como instrumentos de proteção. Os derivativos vencidos no decorrer do exercício foram substituídos por saldos de principal e juros de dívidas nas relações de *hedge* para os quais haviam sido designados.

As relações de *hedge* individuais foram estabelecidas na proporção de um para um, ou seja, para uma parcela de "exportações futuras altamente prováveis" de cada mês foi designada uma relação de *hedge* individual, protegida por uma parcela do endividamento da Petrobras. A Companhia considera como "exportações futuras altamente prováveis" apenas uma parcela do total das exportações previstas.

Caso as exportações designadas em relação de *hedge* deixem de ser consideradas altamente prováveis, mas continuem previstas, a relação de *hedge* é revogada e a variação cambial acumulada até a data da revogação é mantida no patrimônio líquido, sendo reclassificado para o resultado no momento em que as exportações ocorrerem.

Também podem ocorrer situações em que as exportações designadas em relação de *hedge* deixem de ser previstas. Nesses casos, a variação cambial, referente às dívidas que excederam o total de exportações previstas, acumulada no patrimônio líquido até a data da revogação, é reclassificada imediatamente para o resultado.

Em dezembro de 2015, exportações designadas em relação de *hedge* para alguns meses do ano 2016 deixaram de ser previstas, implicando na revogação da relação de *hedge* e na reclassificação da variação cambial acumulada no patrimônio líquido para o resultado. Essa parcela de variação cambial reconhecida no resultado de dezembro de 2015 foi de US$ 52.

Os valores dos instrumentos de proteção em 31 de dezembro de 2015, além da realização anual do saldo da variação cambial registrada em outros resultados abrangentes tomando como base uma taxa USD 1,00/ R$ 3,9048, no patrimônio líquido são apresentados a seguir:

Instrumento de Hedge	Objeto de Hedge	Tipo de Risco protegido	Período de Proteção	Valor principal (US$ Milhões)	Valor dos Instrumentos de Proteção em 31 de dezembro de 2015 (R$)
Instrumentos financeiros não derivativos (dívidas e juros)	Parte das Exportações Mensais Futuras Altamente Prováveis	Cambial - Taxa Spot R$ x US$	Janeiro de 2016 a Novembro de 2026	61.520	240.222

	US$	R$ Milhões
Movimentação do valor de referência (principal)	US$	R$
Designação em 31 de dezembro de 2014	50.858	135.088
Designação de instrumento de proteção	23.336	81.137
Realização por exportações	(5.401)	(17.704)
Amortização de endividamento	(7.273)	(27.038)
Variação Cambial	–	68.739
Valor em 31 de dezembro de 2015	61.520	240.222

A relação entre dívidas designadas em relações de *hedge* e exportações futuras altamente prováveis segue a seguinte distribuição no tempo:

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 a 2026	Média
Valor protegido/Exportações futuras altamente prováveis (%)	82	83	80	78	71	61	57	55	49	60

A seguir é apresentada a movimentação da variação cambial registrada em outros resultados abrangentes em 31 de dezembro de 2015, a ser realizada pelas exportações:

	Variação cambial	Efeito tributário	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2015	(11.664)	3.966	(7.698)
Reconhecidos no patrimônio líquido	(21.132)	7.185	(13.947)
Transferidos para resultado por realização	2.004	(682)	1.322
Transferidos para resultado por exportações previstas que deixaram de ser esperadas	53	(18)	35
Saldo em 31 de dezembro de 2015	(30.739)	10.450	(20.289)

Alterações das expectativas de realização de preços e volumes de exportação em futuras revisões dos planos de negócios podem vir a determinar necessidade de reclassificações adicionais de variação cambial acumulada no patrimônio líquido para resultado. Uma análise de sensibilidade com preço médio do petróleo *Brent* mais baixo em US$ 10/barril que o considerado na última revisão do PNG 2015-2019, indicaria a necessidade de reclassificação de aproximadamente US$ 416 do patrimônio líquido para o resultado.

A expectativa anual de realização do saldo de variação cambial acumulada no patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2015 é a demonstrada a seguir:

										31.12.2015
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 a 2026	Total
Expectativa de realização	(3.727)	(4.301)	(4.453)	(3.942)	(3.312)	(3.198)	(3.276)	(2.308)	(2.222)	(30.739)

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 norte-americanos 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	Exposição em 31.12.2015	Risco	Cenário Provável (*)	Cenário Possível (Δ de 25%)	Cenário Remoto (Δ de 50%)
Ativos	5.433		202	1.358	2.716
Passivos	(66.214)	Dólar / Real	(2.462)	(16.553)	(33.107)
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações	61.520		2.288	15.380	30.760
	739		28	185	369
Passivos (**)	(558)	Yen/Dolar	17	(140)	(279)
Ativos	28	Euro / Real	–	7	14
Passivos	(2.253)		(1)	(563)	(1.127)
	(2.225)		(1)	(556)	(1.113)
Ativos	8.771	Euro / Dólar	(322)	2.193	4.386
Passivos	(15.171)		556	(3.793)	(7.585)
	(6.400)		234	(1.600)	(3.199)
Ativos	7	Libra / Real	1	2	4
Passivos	(26)		(2)	(6)	(13)
	(19)		(1)	(4)	(9)
Ativos	2.332	Libra / Dólar	45	583	1.166
Passivos	(4.955)		(96)	(1.239)	(2.477)
	(2.623)		(51)	(656)	(1.311)
Ativos	597	Dólar / Peso	66	149	298
Passivos	(634)		(70)	(159)	(317)
	(37)		(4)	(10)	(19)
	(11.123)		222	(2.781)	(5.561)

(*) Os cenários prováveis foram calculados considerando-se as seguintes variações para os riscos: Real x Dólar - desvalorização do real em 3,7% / Iene x Dólar - desvalorização do iene em 2,9% / Peso x Dólar - desvalorização do peso em 12,0% / Euro x Dólar - desvalorização do euro em 3,5% / Libra x Dólar - valorização da libra em 1,9% / Real x Euro - valorização do real em 0,1% / Real x Libra - desvalorização do real em 5,7%. Fonte: Focus e Bloomberg
(**) 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 função de situações específicas apresentadas por controladas da Petrobras.

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 sete 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 *time deposits* com vencimento superior a três meses. O EBITDA ajustado é o lucro líquido antes do resultado financeiro líquido, imposto de renda/contribuição social, depreciação/amortização, participação em investimentos e perda no valor recuperável de ativos (*impairment*). 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.

	2015	2014
Endividamento Total	126.216	132.158
Caixa e equivalentes de Caixa	(25.058)	(16.655)
Títulos públicos federais e Time Deposits (vencimento superior a 3 meses)	(779)	(9.302)
Endividamento líquido	100.379	106.201
Endividamento líquido/(endividamento líquido+patrimônio líquido)	60%	48%
EBITDA Ajustado	22.760	24.966
Índice de Dívida Líquida/EBITDA ajustado	4,41	4,25

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, no valor total US$ 15,1 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 e de mercado, podendo sofrer alterações em função do ambiente externo e da análise contínua dos negócios da Companhia, não atendendo, por estes motivos as condições de classificação para ativos mantidos para venda, conforme definido na nota explicativa 4.12.

33.5. Risco de crédito

A política de gestão de risco de crédito visa minimizar a possibilidade de não recebimento de vendas efetuadas e de valores aplicados, depositados ou garantidos por instituições financeiras e de contrapartes, mediante análise, concessão e gerenciamento dos créditos, utilizando parâmetros quantitativos e qualitativos adequados a cada um dos segmentos de mercado de atuação.

A carteira de crédito comercial é bastante diversificada entre clientes do mercado interno do país e de mercados do exterior. O crédito concedido a instituições financeiras é utilizado na aceitação de garantias, na aplicação de excedentes de caixa e como contrapartes em operações de derivativos e está distribuído entre os principais bancos internacionais considerados “grau de Investimento” pelas classificadoras internacionais de riscos 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 equivalentes de caixa		Títulos e valores mobiliários	
	2015	2014	2015	2014
AAA	–	21	–	–
AA	567	100	–	–
A	18.947	8.145	–	20
BBB	3.601	1.501	67	91
BB	167	–	–	–
B	7	–	–	–
AAA.br	1.688	5.221	779	9.281
AA.br	11	926	–	–
Outras classificações	70	741	22	40
	25.058	16.655	868	9.432

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, mantendo uma forte presença no mercado de capitais e buscando novas fontes de financiamento com novos produtos de captação de recursos e em novos mercados.

Ao longo de 2015, a Companhia utilizou as fontes tradicionais de financiamento (Export Credit Agency – ECAs, mercado bancário, mercado de capitais e bancos de desenvolvimento) para captar os recursos necessários para a rolagem da dívida e financiamento dos nossos investimentos. Em 2016, a Companhia espera contar com as fontes tradicionais de captação, com novos mercados e com os recursos oriundos do programa de desinvestimentos para suprir sua necessidade de liquidez.

O fluxo nominal (não descontado) de principal e juros dos financiamentos, por vencimento, é apresentado a seguir:

Vencimento	2016	2017	2018	2019	2020	2021 em diante	31.12.2015	31.12.2014
Principal	13,000	11,450	16,166	22,672	15,449	48,617	127,354	133,358
Juros	6,621	6,014	5,585	4,624	3,404	32,790	59,038	46,346
Total	19,621	17,464	21,751	27,296	18,853	81,407	186,392	179,704

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 autosseguro, com a Petrobras, intencionalmente, assumindo o risco integral, mediante ausência de seguro. A Companhia assume parcela expressiva de seu risco, contratando franquias que podem chegar ao montante equivalente a US$ 25.

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 2015 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		225.287

(*) A Companhia corrigiu valores que foram transcritos incorretamente no Formulário 6- K fornecido à SEC em 23 de março de 2016.

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 nos preços de mercado , quando disponíveis, ou na falta desta, no valor presente de fluxos de caixa futuros esperados. Os valores justos de caixa e equivalentes de caixa , a dívida de curto prazo e outros ativos não circulantes e os passivos são os mesmos 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 I: são preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos ou passivos idênticos aos quais a entidade pode ter acesso na data de mensuração;

- Nível II: são informações, que não os preços cotados incluídos no Nível 1, observáveis para o ativo ou passivo, direta ou indiretamente;
- Nível III: são informações não observáveis para o ativo ou passivo.

	Valor justo medido com base em			
	Nível I	Nível II	Nível III	Total do valor justo contabilizado
Ativos				
Títulos e valores mobiliários	785	–	–	785
Derivativos de commodities	48	–	–	48
Derivativos de Moeda Estrangeira	–	6,3	–	6,3
Saldo em 31 de dezembro de 2015	833	6,3	–	839,3
Saldo em 31 de dezembro 2014	2.781,7	2	–	2.783,7
Passivos				
Derivativos de Moeda Estrangeira	–	(16)	–	(16)
Derivativos de Juros	–	(17)	–	(17)
Saldo em 31 de dezembro de 2015	–	(33)	–	(33)
Saldo em 31 de dezembro 2014	–	(42)	–	(42)

Não há transferências relevantes entre os níveis.

Em 31 de dezembro de 2015, 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 do Modelo de Gestão e Governança da Petrobras

Em 28 de janeiro de 2016, a Companhia divulgou sua nova estrutura organizacional e seu novo modelo de gestão e governança, com o objetivo de alinhar a organização à nova realidade do setor de óleo e gás e priorizar a rentabilidade e disciplina de capital. O novo modelo de gestão não prevê a descontinuidade de negócios da Companhia, porém envolve unificação de atividades.

Dessa forma, a atual estrutura de informações segmentadas será reavaliada, a fim de fornecer aos gestores informações suficientes para avaliação do desempenho dos negócios, bem como, para a tomada de decisão sobre a alocação de recursos e /ou investimentos.

Ação movida pela EIG relativa à Sete Brasil

Em 23 de fevereiro de 2016, EIG Management Company (EIG) e afiliadas propuseram ação judicial em face da Petrobras perante corte federal em Washington, EUA, alegando que a Companhia teria praticado fraude ao induzir os autores a investir na Sete Brasil Participações S.A. (“Sete”), através de comunicações que teriam deixado de revelar o suposto esquema de corrupção em que a Petrobras e a “Sete” estavam alegadamente envolvidas e que os investimentos dos autores na “Sete” permitiram à Petrobras perpetuar e expandir o esquema de corrupção.

Captações no mercado bancário

Em 26 de fevereiro de 2016, a Petrobras assinou um Termo de Compromisso (*Term Sheet*) com China Development Bank – CDB, para a captação de US$ 10 bilhões.

Em paralelo à assinatura do termo de compromisso, já estão em negociação as minutas dos contratos do financiamento, que preveem a execução de um acordo comercial de fornecimento de petróleo para empresas chinesas, em bases similares ao executado pelas partes em 2009.

Rescisão do contrato de venda de 20% nas concessões de Bijupirá e Salema

Em 26 de fevereiro de 2016, foram rescindidos pela Petro Rio S.A. os contratos de venda assinados com a Companhia em 1º de julho de 2015, relativos à venda da participação de 20% nas concessões dos campos de Bijupirá e Salema (BJS) e na empresa holandesa BJS Oil Operations B.V. (BJSOO BV). Desta forma, a Companhia permanece com estas participações em parceria com a Shell Brasil Petróleo Ltda., que detém os 80% restantes na participação e opera os campos.

De acordo com as condições contratuais, com a aprovação do CADE em 10 de agosto de 2015, foram recebidos pela Companhia o montante de US$ 5 milhões a título de adiantamento que foram devolvidos em Março de 2016.

Incentivo à exploração e à produção de petróleo e gás natural

Em 3 de março de 2016, o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE emitiu a Resolução no. 2 autorizando a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP a prorrogar os prazos de vigência dos Contratos de Concessão firmados na Rodada Zero, estabelecendo diretrizes para esse processo, bem como determinou que a ANP notifique as operadoras cujos campos estão sem produção nos últimos seis meses, solicitando um posicionamento quanto à retomada da produção, transferência de direitos ou devolução do mesmo. A Resolução também prorroga o regime aduaneiro especial de bens destinados às atividades de pesquisa e lavra de petróleo e gás, REPETRO, e solicita ao Ministério de Minas e Energia que conclua os estudos para proposição dos parâmetros para contratação em regime de partilha de áreas unitizáveis no Pré-Sal.

Desembolso do contrato de financiamento com o ICBC Leasing (sale - leaseback)

Em 8 de março de 2016, a Companhia informou que foi desembolsado naquele dia, o montante de US$ 1 bilhão pelo ICBC Leasing (Industrial and Commercial Bank of China Leasing), proveniente de estrutura financeira que envolve a plataforma P-52, conforme anunciado ao mercado em 13 de outubro de 2015.

Nessa modalidade de financiamento, a P-52 foi alienada ao banco em troca do desembolso do montante combinado. A dívida é paga por meio do aluguel da unidade e, ao final do repagamento da dívida, a plataforma volta a ser de propriedade da Companhia. A operação tem prazo de dez anos.

Plano de incentivo ao desligamento voluntário – PIDV 2016

Em 1 de abril de 2016, a Companhia anunciou um novo plano de incentivo ao desligamento voluntário – PIDV 2016, a fim de atingir aos objetivos do Plano de Negócios e Gestão.

O PIDV 2016 está aberto a todos os funcionários a partir de 11 de abril até 31 de agosto de 2016. O reconhecimento da provisão ocorrerá neste período, conforme a inscrição dos funcionários ao Plano. O custo exato de implementação, bem como os benefícios econômicos e financeiros do PIDV 2016, dependerão de algumas variáveis.

36. Informação sobre Títulos Emitidos por Subsidiárias e Garantidos pela Petrobras

Petrobras Global Finance B.V. (PGF)

A Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras garante total e incondicionalmente os títulos de dívida emitidos pela Petrobras Global Finance BV (PGF), uma subsidiária 100% financeira da Petrobras. Não existem restrições significativas sobre a capacidade da Petrobras em obter recursos através da PGF.

Informação Complementar sobre Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás (não auditada)

Esta seção contém informações adicionais sobre as atividades de exploração e produção de petróleo e gás da Companhia, em conformidade com o Tópico de Codificação 932 – Atividades de Extração - Petróleo e Gás, emitido pela da "*Securities and Exchange Commission*" (SEC). Os itens (i) a (iii) contêm informações sobre custos históricos, referentes aos custos incorridos em exploração, aquisição e desenvolvimento de áreas, custos capitalizados e resultados das operações. Os itens (iv) e (v) contêm informações sobre o volume de reservas provadas estimadas líquidas da Petrobras, a mensuração padronizada dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados relativos às reservas provadas, e mudanças das estimativas dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados.

O Governo Federal iniciou em 1995 uma ampla reforma do sistema brasileiro de regulamentação do setor de petróleo e gás. Em 9 de novembro de 1995, a Constituição Federal brasileira foi alterada para autorizar a contratação pelo Governo Federal de outras empresas estatais ou mesmo do setor privado para prestar serviços referentes aos segmentos de exploração e produção (*upstream*) e de distribuição e varejo (*downstream*) da indústria brasileira de petróleo e gás, fazendo com que a Petrobras deixasse de exercer o efetivo monopólio do setor. Essa alteração foi introduzida pela Lei do Petróleo, que liberalizou o mercado de combustíveis no País a partir de 1º de janeiro de 2002.

A Lei do Petróleo estabeleceu uma estrutura de regulamentação que pôs fim ao monopólio da Petrobras e possibilitou a concorrência em todos os aspectos da indústria brasileira de petróleo e gás. Segundo a Lei do Petróleo, à Petrobras foi outorgado direito exclusivo de explorar reservas de petróleo pelo período de 27 anos em todos os campos cuja produção já tivesse sido iniciada pela Companhia. Contudo, a Lei do Petróleo estabeleceu um mecanismo pelo qual a Petrobras pudesse requerer direitos de exploração exclusivos (e, em caso de sucesso, também de desenvolvimento) por um período de até três anos em relação aos blocos em que tenha realizado descobertas comerciais ou promovido investimentos na exploração. Para requerer o direito de explorar e desenvolver essas áreas, a Companhia era obrigada a comprovar a capacidade financeira para realizar essas atividades, com recursos próprios ou por meio de financiamentos ou parcerias.

A Companhia, em 31 de dezembro de 2015, mantém atividades na América do Sul, que inclui Argentina, Colômbia e Bolívia; na América do Norte, que inclui o México e os Estados Unidos da América; e Turquia (outros). As informações apresentadas relativas a investidas por equivalência patrimonial se referem às operações da Petrobras Oil and Gas B.V. (PO&G) na África, com destaque para Nigéria, e de empresas na Venezuela atuantes em atividades de exploração e produção. Contudo, somente nos países Argentina, Estados Unidos da América, Nigéria e Venezuela, a Companhia registra Reservas.

(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	
		Exterior						Investimentos por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros	Total	Total	
31 de dezembro de 2015								
Reservas de petróleo e gás não provadas	6.720	133	396	–	–	529	7.249	–
Reservas de petróleo e gás provadas	70.822	2.016	4.107	–	–	6.123	76.945	2.899
Equipamentos de suporte	70.931	1.066	65	–	4	1.135	72.066	88
Custos capitalizados brutos	148.473	3.215	4.568	–	4	7.787	156.260	2.987
Depreciação, depleção e amortização	(40.763)	(2.037)	(1.574)	–	(4)	(3.615)	(44.378)	(1.282)
Ativos em construção	–	–	–	–	–	–	–	–
Custos capitalizados, líquidos	107.710	1.178	2.994	–	–	4.172	111.882	1.705
31 de dezembro 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, depleção e amortização	(46.691)	(1.753)	(1.274)	–	(3)	(3.030)	(49.721)	(1.819)
Imobilizado em curso	–	–	–	–	–	–	–	–
Custos capitalizados, líquidos	138.624	1.507	3.724	–	–	5.231	143.855	2.758
31 de dezembro 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, depleção e amortização	(44.626)	(2.045)	(948)	–	(4)	(2.997)	(47.623)	(1.455)
Imobilizado em curso	–	–	–	–	–	–	–	–
Custos capitalizados, líquidos	140.460	1.551	5.370	7	–	6.929	147.389	2.518

(ii) Custos incorridos na aquisição, exploração e desenvolvimento de campos de petróleo e gás

							Consolidado	
						Exterior		
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África (*)	Outros	Total	Total	Investimentos por Equivalência Patrimonial
Em 31 de dezembro de 2015								
Aquisição de campos com reservas:								
Provadas	–	–	–	–	–	–	–	–
Não provadas	–	–	–	–	–	–	–	–
Custos de exploração	3.266	59	83	–	–	142	3.408	10
Custos de desenvolvimento	15.536	451	397	–	–	848	16.384	431
Total	18.802	510	480	–	–	990	19.792	441
Em 31 de dezembro de 2014								
Aquisição de campos com reservas:								
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
Em 31 de dezembro de 2013								
Aquisição de campos com reservas:								
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

(iii) Resultados das atividades de produção de petróleo e gás

Os resultados das operações da Companhia referentes às atividades de produção de petróleo e gás natural para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013 são 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 de transferência 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 projetos sem viabilidade econômica. As despesas de depreciação, depleção 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.

(iii) Resultados das atividades de produção de petróleo e gás

							Consolidado	
		Exterior						Investimentos por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros	Total	Total	
Em 31 de dezembro de 2015								
Receitas operacionais líquidas:								
Vendas a terceiros	2.867	303	590	–	–	893	3.760	561
Intersegmentos	30.951	969	–	–	–	969	31.920	19
Custos de produção	(17.023)	(556)	(189)	–	–	(745)	(17.768)	(209)
Despesas de exploração	(1.582)	(18)	(311)	–	–	(329)	(1.911)	(30)
Depreciação, exaustão e amortização	(7.403)	(301)	(246)	–	–	(547)	(7.950)	(187)
Impairment dos ativos de produção de petróleo e gás natural	(9.165)	(207)	(458)	–	–	(665)	(9.830)	(278)
Outras despesas operacionais	(2.932)	47	(91)	–	(160)	(204)	(3.136)	(43)
Resultado antes dos impostos	(4.287)	237	(705)	–	(160)	(628)	(4.915)	(167)
Imposto de renda e contribuição social	1.458	(77)	1	–	16	(60)	1.398	(84)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	(2.829)	160	(704)	–	(144)	(688)	(3.517)	(251)
Em 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
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)
Impairment dos ativos de produção de petróleo e gás natural	(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)
Resultado 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
Em 31 de dezembro de 2013								
Receitas operacionais líquidas:								
Vendas a terceiros	1.114	1.033	513	206	–	1.752	2.866	546
Intersegmentos	67.096	1.708	–	674	–	2.382	69.478	762
Custos de produção	(26.465)	(1.420)	(177)	(65)	–	(1.663)	(28.128)	(197)
Despesas de exploração	(2.784)	(61)	(88)	(28)	(3)	(180)	(2.964)	(2)
Depreciação, exaustão e amortização	(7.814)	(519)	(322)	(89)	–	(931)	(8.745)	(263)
Impairment dos ativos de produção de petróleo e gás natural	(4)	1	(14)	(560)	–	(573)	(577)	–
Outras despesas operacionais	(1.345)	(256)	(75)	(50)	1.748	1.367	22	–
Resultado antes dos impostos	29.798	486	(162)	86	1.744	2.154	31.952	847
Imposto de renda e contribuição social	(10.131)	(141)	(2)	(367)	(1)	(510)	(10.642)	(348)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	19.667	345	(164)	(281)	1.744	1.644	21.311	498

(iv) Informações sobre reservas

As reservas provadas líquidas de petróleo e gás natural estimadas pela Companhia e as correspondentes movimentações para os exercícios de 2015, 2014 e 2013 estão apresentadas no quadro a seguir. As reservas provadas foram estimadas por profissionais de geoengenharia 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 prevêem o direito de operação, salvo se evidências dêem certeza razoável da renovação, independentemente de serem usadas técnicas determinísticas ou probabilísticas nas estimativas. O empreendimento de extração dos hidrocarbonetos deve ter sido iniciado ou o operador deve ter razoável certeza de que o empreendimento será iniciado dentro de um prazo razoável.

Reservas desenvolvidas de petróleo e gás são reservas de qualquer categoria passíveis de serem recuperadas: (i) através de poços, equipamentos e métodos operacionais existentes ou em que o custo dos equipamentos necessários é relativamente menor comparado com o custo de um novo poço; e (ii) através de equipamentos de extração instalados e infraestrutura em operação no momento da estimativa das reservas, caso a extração seja feita por meios que não incluam um poço.

Em alguns casos, há a necessidade de novos investimentos substanciais em poços adicionais e equipamentos para recuperação dessas reservas provadas. Devido às incertezas inerentes e aos dados limitados sobre as reservas, as estimativas das reservas estão sujeitas a ajustes à medida que se obtém conhecimento de novas informações.

(iv) Informações sobre reservas

O quadro a seguir apresenta um resumo das movimentações anuais nas reservas provadas de petróleo (em milhões de barris):

							Consolidado	
					Exterior**			Investidas por
Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Total	Oléo Sintético	Total	Equivalência Patrimonial
Reservas em 31.12.2012	10.539,2	175,4	74,0	140,2	389,6	8,3	10.937,1	24,3
Transferência por perda de controle*	–	–	–	(140,2)	(140,2)	–	(140,2)	140,2
Revisão de estimativas anteriores	(110,0)	13,4	21,9	–	35,4	1,3	(73,4)	1,8
Extensões e descobertas	818,3	–	33,0	–	33,0	–	851,4	–
Recuperação melhorada	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 31.12.2013	10.658,4	166,0	123,1	–	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	–
Recuperação melhorada	–	0,5	–	–	0,5	–	0,5	–
Vendas de reservas	–	(104,4)	(0,1)	–	(104,5)	–	(104,5)	–
Aquisição de reservas	–	22,9	–	–	22,9	–	22,9	–
Produção no ano	(704,6)	(18,3)	(10,0)	–	(28,3)	(1,1)	(734,0)	(11,3)
Reservas em 31.12.2014	10.850,9	66,5	119,9	–	186,5	7,9	11.045,1	72,1
Revisão de estimativas anteriores	(1.968,9)	(3,5)	(18,1)	–	(21,6)	0,1	(1.990,4)	3,1
Extensões e descobertas	407,1	4,8	–	–	4,8	–	411,9	–
Recuperação melhorada	0,4	0,7	–	–	0,7	–	1,1	16,2
Vendas de reservas	(2,3)	(4,5)	–	–	(4,5)	–	(6,8)	–
Produção no ano	(743,1)	(11,7)	(11,2)	–	(22,8)	(1,0)	(767,0)	(10,9)
Reservas em 31.12.2015	8.544,1	52,3	90,6	–	142,9	6,9	8.693,9	80,4

(*) Valores transferidos em função da desconsolidação da PO&G.
(**) Em 2013 inclui o valor de 105 milhões de barris referente a ativos mantidos para venda.
Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos
A Petrobras não registra reservas na Bolívia, uma vez que a Constituição deste país proíbe divulgação e registro de suas reservas.

(iv)Informações sobre reservas

O quadro a seguir apresenta um resumo das movimentações anuais de reservas provadas de gás natural (em bilhões de pés cúbicos):

							Consolidado	
					Exterior**			Investidas por
Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Total	Gás Sintético	Total	Equivalência Patrimonial
Reservas em 31.12.2012	10.344,6	1.083,7	67,7	45,5	1.196,9	13,3	11.554,8	47,8
Transferência por perda de controle*	–	–	–	(45,5)	(45,5)	–	(45,5)	45,5
Revisão de estimativas anteriores	(291,2)	75,2	2,6	–	77,8	(0,1)	(213,5)	(8,0)
Extensões e descobertas	1.113,0	–	80,4	–	80,4	–	1.193,4	–
Recuperação melhorada	916,0	–	–	–	–	–	916,0	–
Vendas de reservas	(17,3)	–	(13,4)	–	(13,4)	–	(30,7)	(22,8)
Aquisição de reservas	0,4	–	–	–	–	–	0,4	–
Produção no ano	(773,8)	(100,4)	(4,4)	–	(104,8)	(1,4)	(880,0)	(0,6)
Reservas em 31.12.2013	11.291,7	1.058,5	132,9	0,0	1.191,4	11,8	12.494,8	61,9
Revisão de 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	–
Recuperação melhorada	–	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 31.12.2014	11.170,3	730,8	180,0	0,0	910,8	10,6	12.091,5	46,9
Revisão de estimativas anteriores	(1.178,3)	16,8	(17,0)	–	(0,2)	0,2	(1.178,3)	(13,1)
Extensões e descobertas	417,6	74,6	–	–	74,6	–	492,2	–
Recuperação melhorada	0,2	27,7	–	–	27,7	–	27,9	–
Vendas de reservas	(1,3)	(90,2)	–	–	(90,2)	–	(91,5)	–
Aquisição de reservas	–	–	–	–	–	–	–	–
Produção no ano	(820,8)	(79,2)	(24,5)	–	(103,7)	(1,4)	(925,9)	(0,3)
Reservas em 31.12.2015	9.587,7	680,5	138,5	–	819,1	9,3	10.416,1	33,5

*Valores transferidos em função da desconsolidação da PO&G.
**Em 2013 inclui o valor de 363 bilhões de pés cúbicos referente a ativos mantidos para venda.
Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.
A Petrobras não registra reservas na Bolívia, uma vez que a Constituição deste país proíbe divulgação e registro de suas reservas.

(iv)Informações sobre reservas

	2015				2014				2013			
	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético
	(milhões de barris)		(bilhões de pés cúbicos)		(milhões de barris)		(bilhões de pés cúbicos)		(milhões de barris)		(bilhões de pés cúbicos)	
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas:												
Entidades Consolidadas												
Brasil	4.266,5	6,9	5.320,5	9,3	7.002,7	7,9	6.661,0	10,6	6.509,3	8,8	6.578,9	11,8
América do Sul	39,7	–	366,3	–	52,0	–	358,2	–	86,0	–	368,4	–
América do Norte	53,6	–	122,5	–	63,6	–	146,2	–	46,2	–	9,9	–
Exterior	93,4	–	488,8	–	115,6	–	504,3	–	132,2	–	378,3	–
Total Entidades Consolidadas	4.359,8	6,9	5.809,3	9,3	7.118,3	7,9	7.165,4	10,6	6.641,6	8,8	6.957,3	11,8
Entidades não Consolidadas												
América do Sul	6,6	–	8,0	–	9,4	–	15,7	–	12,4	–	14,9	–
África	28,0	–	10,4	–	30,8	–	14,4	–	37,3	–	15,7	–
Exterior	34,7	–	18,4	–	40,2	–	30,1	–	49,8	–	30,5	–
Total Entidades não Consolidadas	34,7	–	18,4	–	40,2	–	30,1	–	49,8	–	30,5	–
Total Entidades Consolidadas e não Consolidadas	4.394,5	6,9	5.827,7	9,3	7.158,5	7,9	7.195,5	10,6	6.691,4	8,8	6.987,8	11,8
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas:												
Entidades Consolidadas												
Brasil	4.277,7	–	4.267,2	–	3.848,2	–	4.509,2	–	4.149,1	–	4.712,7	–
América do Sul	12,5	–	314,2	–	14,6	–	372,5	–	80,1	–	690,1	–
América do Norte	37,0	–	16,0	–	56,4	–	33,8	–	77,0	–	123,1	–
Exterior	49,5	–	330,3	–	71,0	–	406,3	–	157,1	–	813,2	–
Total Entidades Consolidadas	4.327,2	–	4.597,5	–	3.919,2	–	4.915,5	–	4.306,2	–	5.525,9	–
Entidades não Consolidadas												
América do Sul	7,9	–	8,9	–	8,6	–	11,9	–	8,8	–	26,4	–
África	37,8	–	6,2	–	23,3	–	4,9	–	25,9	–	4,9	–
Exterior	45,7	–	15,1	–	31,9	–	16,8	–	34,7	–	31,3	–
Total Entidades não Consolidadas	45,7	–	15,1	–	31,9	–	16,8	–	34,7	–	31,3	–
Total Entidades Consolidadas e não Consolidadas	4.372,9	–	4.612,6	–	3.951,1	–	4.932,3	–	4.340,8	–	5.557,2	–

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.
A Petrobras não registra reservas na Bolívia, uma vez que a Constituição deste país proíbe divulgação e registro de suas reservas.

(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 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 indicações de custo no fim do exercício, tendo como premissa a continuidade das condições econômicas no fim do exercício. A estimativa de imposto de renda futuro é calculada utilizando as alíquotas oficiais em vigor no fim do exercício. No Brasil, em conjunto com o imposto de renda, inclui-se contribuições sociais futuras. Os valores apresentados como despesas futuras de imposto de renda incluem deduções permitidas, às quais se aplica as alíquotas oficiais. Os fluxos de caixa futuros descontados líquidos são calculados utilizando fatores de desconto de 10%, aplicados ao meio do ano. Esse fluxo de caixa futuro descontado requer estimativas de quando os dispêndios futuros serão incorridos e de quando as reservas serão extraídas, ano a ano.

A avaliação determinada pelo Tópico de Codificação 932 da SEC requer a adoção de premissas em relação ao momento de ocorrência e ao valor dos custos de desenvolvimento e produção futuros. Os cálculos são feitos no dia 31 de dezembro de cada exercício e não devem ser utilizados como indicativos dos fluxos de caixa futuros da Petrobras ou do valor das suas reservas de petróleo e gás natural.

					Exterior**	Consolidado	Investimentos por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Total	Total	
Em 31 de dezembro de 2015							
Fluxos de caixa futuros	462.364	6.541	4.720	–	11.261	473.625	3.942
Custo de produção futuros	(256.130)	(3.165)	(2.684)	–	(5.849)	(261.979)	(1.404)
Custo de desenvolvimento futuros	(65.449)	(1.056)	(992)	–	(2.048)	(67.497)	(1.228)
Despesa futura de imposto de renda	(61.408)	(527)	(23)	–	(550)	(61.958)	(349)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	79.377	1.793	1.021	–	2.814	82.191	961
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados *	(36.608)	(588)	(148)	–	(736)	(37.344)	(449)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	42.769	1.205	873	–	2.078	44.847	512
Em 31 de dezembro de 2014							
Fluxos de caixa futuros	1.080.516	7.164	11.334	–	18.498	1.099.014	6.282
Custo de produção futuros	(469.252)	(3.743)	(3.687)	–	(7.430)	(476.682)	(1.904)
Custo de desenvolvimento futuros	(70.098)	(1.195)	(2.351)	–	(3.547)	(73.644)	(1.613)
Despesa futura de imposto de renda	(188.740)	(618)	(408)	–	(1.026)	(189.766)	(920)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	352.427	1.608	4.888	–	6.495	358.922	1.846
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados*	(178.720)	(526)	(1.582)	–	(2.108)	(180.828)	(553)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	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	1.148.794	8.724
Custo de produção futuros	(469.442)	(8.742)	(3.484)	–	(12.226)	(472.233)	(3.051)
Custo de desenvolvimento futuros	(72.675)	(2.146)	(2.795)	–	(4.942)	(66.229)	(1.927)
Despesa futura de imposto de renda	(205.938)	(1.693)	(169)	–	(1.862)	(209.434)	(1.221)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	386.328	4.189	5.622	–	9.811	400.898	2.524
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados*	(197.760)	(1.435)	(2.288)	–	(3.723)	(209.434)	(820)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	188.569	2.754	3.335	–	6.088	191.464	1.704

* Capitalização semestral
** Inclui o valor de US$ 1.758 referente a ativos classificados como mantidos para venda em 2013.
A Petrobras não registra reservas na Bolívia, uma vez que a Constituição deste país proíbe divulgação e registro de suas reservas.

v) Mensuração padronizada dos fluxos de caixa futuros descontados líquidos relacionados a volumes provados de petróleo e gás e correspondentes movimentações

						Exterior	Consolidado	Investimentos por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros	Total	Total	
Em 01 de janeiro de 2015	173.707	1.082	3.306	–	–	4.388	178.095	1.292
Transferências por perda de controle	–	–	–	–	–	–	–	–
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(17.330)	(560)	(403)	–	–	(963)	(18.293)	(248)
Custos de desenvolvimento incorridos	15.536	451	397	–	–	848	16.384	431
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(34)	(58)	–	–	–	(58)	(92)	–
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias de recuperabilidade, menos custos relacionados	6.522	324	–	–	–	324	6.846	487
Revisões de estimativas anteriores de volumes	(29.592)	2	(655)	–	–	(653)	(30.245)	134
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	(185.071)	150	(2.809)	–	–	(2.659)	(187.730)	(1.737)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(6.948)	(370)	538	–	–	168	(6.780)	(121)
Acréscimo de desconto	17.371	157	314	–	–	471	17.842	130
Variação líquida do imposto de renda	68.608	67	93	–	–	160	68.768	337
Outros - não especificados		(40)	92	–	–	52	52	(193)
Em 31 de dezembro de 2015	42.769	1.205	873	–	–	2.078	44.847	512

						Exterior	Consolidado	Investimentos por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros	Total	Total	
Em 01 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 de recuperabilidade, menos custos relacionados	7.197	182	–	–	–	182	7.379	–
Revisões de estimativas anteriores de volumes	16.764	(28)	213	–	–	185	16.949	(30)
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	(33.371)	(255)	(378)	–	–	(633)	(34.004)	(576)
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 do imposto de renda	7.570	(114)	(94)	–	–	(208)	7.363	86
Outros - não especificados		(30)	25	–	–	(6)	(6)	362
Em 31 de dezembro de 2014	173.707	1.082	3.306	–	–	4.388	178.094	1.292

							Consolidado	
						Exterior**		Investimentos por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros	Total	Total	
Em 01 de janeiro de 2013	188.618	3.200	2.466	3.755	–	9.421	198.039	411
Transferências por perda de controle*	–	–	–	(3.755)	–	(3.755)	(3.755)	3.755
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(33.988)	(1.159)	(398)	–	–	(1.557)	(35.545)	(735)
Custos de desenvolvimento incorridos	16.732	656	165	282	2	1.105	17.837	237
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(1.008)	272	(116)	–	–	157	(851)	(1.878)
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias de recuperabilidade, menos custos relacionados	33.171	–	673	–	–	673	33.844	–
Revisões de estimativas anteriores de volumes	(4.075)	28	936	–	–	963	(3.112)	84
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	(9.710)	(373)	(351)	(282)	(2)	(1.665)	(10.718)	(416)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(19.155)	(404)	(346)	–	–	(750)	(19.905)	(86)
Acréscimo de desconto	18.862	447	271	–	–	718	19.579	251
Variação líquida do imposto de renda	(877)	189	(12)	–	–	176	(701)	272
Outros - não especificados		(102)	46	–	–	(56)	(56)	(192)
Em 31 de dezembro de 2013	188.569	2.754	3.334	–	–	5.431	194.657	1.704

*Valores transferidos de entidades consolidadas para não-consolidadas em função da desconsolidação da PO&G, conforme nota 10.2
** Inclui o valor de US$ 1,758 referente a ativos classificados como mantidos para venda.
A Petrobras não registra reservas na Bolívia, uma vez que a Constituição deste país proíbe divulgação e registro de suas reservas.