

Conforme arquivado na Securities and Exchange Commission (SEC) em 18 de abril de 2018

AVISO: Esta publicação é uma versão traduzida do Annual Report on Form 20-F 2017 da Petrobras, arquivado na SEC. Informamos que em caso de divergências entre a redação desta versão e a redação original em inglês do relatório, prevalecerá a redação original em inglês.

**COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS E CÂMBIO DOS ESTADOS UNIDOS
WASHINGTON, D.C. 20549
FORMULÁRIO 20-F
RELATÓRIO ANUAL
EM CONFORMIDADE COM A SEÇÃO 13 OU 15(D)
DA LEI DE VALORES MOBILIÁRIOS E CÂMBIO DE 1934 (“SECURITIES EXCHANGE ACT OF 1934”)**

para o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2017

Número do Arquivo na Comissão 001-15106

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

(Nome exato do registrante, conforme especificado em seu estatuto social)

Brazilian Petroleum Corporation – Petrobras

(Tradução do nome do registrante para o inglês)

República Federativa do Brasil

(Jurisdição de incorporação ou organização)

Avenida República do Chile, 65

20031-912 – Rio de Janeiro – RJ – Brasil

(Endereço da sede principal)

Ivan de Souza Monteiro

Diretor Executivo Financeiro e de Relacionamento com Investidores

(55 21) 3224-4477 – ivanmonteiro@petrobras.com.br

Avenida República do Chile, 65 – 23º andar

20031-912 – Rio de Janeiro – RJ – Brasil

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

Valores mobiliários registrados ou a serem registrados conforme a Seção 12(b) da Lei:

Título de cada classe:	Nome de cada valor mobiliário com registro:
Ações Ordinárias da Petrobras, sem valor nominal* <i>Petrobras American Depositary Shares</i> , ou ADSs (evidenciadas <i>American Depositary Receipts</i> , ou ADRs), cada uma representando duas Ações Ordinárias	Bolsa de Valores de Nova Iorque*
Ações Preferenciais da Petrobras, sem valor nominal* <i>Petrobras American Depositary Shares</i> (evidenciadas por <i>American Depositary Receipts</i>), cada uma representando duas Ações Preferenciais	Bolsa de Valores de Nova Iorque Bolsa de Valores de Nova Iorque*
5,750% de <i>Global notes</i> com vencimento em 2020, emitidas pela PGF (sucessora da PifCo)	Bolsa de Valores de Nova Iorque
5,375% de <i>Global notes</i> com vencimento em 2021, emitidas pela PGF (sucessora da PifCo)	Bolsa de Valores de Nova Iorque
6,875% de <i>Global notes</i> com vencimento em 2040, emitidas pela PGF (sucessora da PifCo)	Bolsa de Valores de Nova Iorque
6,750% de <i>Global notes</i> com vencimento em 2041, emitidas pela PGF (sucessora da PifCo)	Bolsa de Valores de Nova Iorque
4,375% de <i>Global notes</i> com vencimento em 2023, emitidas pela PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
5,625% de <i>Global notes</i> com vencimento em 2043, emitidas pela PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
<i>Global notes</i> com Taxa Flutuante com vencimento em 2019, emitidas pela PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
4,875% de <i>Global notes</i> com vencimento em 2020, emitidas pela PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
6,250% de <i>Global notes</i> com vencimento em 2024, emitidas pela PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
7,250% de <i>Global notes</i> com vencimento em 2044, emitidas pela PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
<i>Global notes</i> com Taxa Flutuante com vencimento em 2020, emitidas pela PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
6,850% de <i>Global notes</i> com vencimento em 2115, emitidas pela PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
8,375% de <i>Global notes</i> com vencimento em 2021, emitidas pela PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
8,750% de <i>Global notes</i> com vencimento em 2026, emitidas pela PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
6,125% de <i>Global notes</i> com vencimento em 2022, emitidas pela PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
7,375% de <i>Global notes</i> com vencimento em 2027, emitidas pela PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
5,750% de <i>Global notes</i> com vencimento em 2029, emitidas pela PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque

* Não se destinam à negociação, mas somente em relação ao registro de *American Depositary Shares* conforme as exigências da Bolsa de Valores de Nova Iorque.

Valores mobiliários registrados ou a serem registrados conforme a Seção 12(g) da Lei: Nenhum

Valores mobiliários para os quais existe uma obrigação de notificação conforme a Seção 15(d) da Lei: Nenhum

O número de ações em circulação de cada classe de ações em 31 de dezembro de 2017 foi:

7.442.454.142 de Ações Ordinárias da Petrobras, sem valor nominal

5.602.042.788 de Ações Preferenciais da Petrobras, sem valor nominal

Indique com um visto se o registrante é um emissor experiente e conhecido, conforme definido pela Regra 405 da Lei de Valores Mobiliários ("Securities Act").

Sim Não

Caso este relatório seja um relatório anual ou de provisório, indique com um visto se o registrante não tem a obrigação de apresentar relatórios conforme a seção 13 ou 15(d) da Lei de Valores Mobiliários e Câmbio de 1934 ("Securities Exchange Act of 1934").

Sim Não

Indique com um visto se o registrante (1) protocolou todos os relatórios exigidos pela Seção 13 ou 15(d) da Lei de Valores Mobiliários e Câmbio de 1934 ("Securities Exchange Act of 1934") durante os últimos 12 meses (ou período mais curto em que o registrante estava obrigado a protocolar tais relatórios) e (2) esteve sujeito a essas exigências de apresentação nos últimos 90 dias.

Sim Não

Indique com um visto se o registrante enviou por meios eletrônicos e publicou no site da sua empresa, se houver, todos os Arquivos de Dados Interativos que precisavam ser enviados e publicados conforme a Regra 405 da Norma S-T (§232.405 deste capítulo) durante os últimos 12 meses (ou período mais curto em que o registrante precisou enviar e publicar tais arquivos).

Sim Não

Indique com um visto se o registrante é um grande declarante acelerado ("large accelerated filer"), um declarante acelerado ("accelerated filer"), um declarante não-acelerado ("non-accelerated filer") ou uma empresa de crescimento emergente. Consulte as definições de "large accelerated filer", "accelerated filer" e "empresa de crescimento emergente" na Regra 12b-2 da Lei de Valores Mobiliários ("Exchange Act"). (Marque uma):

Grande declarante acelerado Declarante acelerado Declarante não-acelerado Empresa de crescimento emergente

Caso seja uma empresa de crescimento emergente que prepara suas demonstrações financeiras em conformidade com os U.S. GAAP, indique com um visto se o registrante optou por não usar o período de transição prorrogado para o cumprimento de normas contábeis financeiras novas ou revisadas fornecidas conforme a Seção 13(a) da Lei de Valores Mobiliários ("Exchange Act").

Indique com um visto qual base de contabilidade o registrante usou para preparar as demonstrações financeiras incluídas neste registro:

U.S. GAAP Normas Internacionais de Relatórios Financeiros emitidas pelo Conselho Internacional de Normas Contábeis Outros

Caso tenha marcado "Outros" em resposta à pergunta anterior, indique com um visto qual item de demonstração financeira o registrante decidiu seguir.

Item 17 Item 18

Se este for um relatório anual, indique com um visto se o registrante é uma empresa de fachada (como definido na regra 12b-2 da Lei de Valores Mobiliários ("Exchange Act")).

Sim Não

ÍNDICE

Página

Declarações Prospectivas	3
Glossário de Alguns Termos Utilizados neste Relatório Anual	5
Tabela de Conversão	10
Abreviaturas	11
Apresentação de Informações Financeiras e Outras Informações	12
Apresentação de Informações Referentes às Reservas.....	13

PARTE I

Item 1. Identidade dos Conselheiros, da Alta Administração e dos Consultores	14
Item 2. Estatísticas de Oferta e Calendário Previsto	14
Item 3. Informações Principais.....	14
Dados Financeiros Selecionados.....	14
Fatores de Risco.....	16
Item 4. Informações sobre a Empresa	35
História e Desenvolvimento	35
Visão Geral do Grupo.....	36
Plano para 2018-2022 e Processo de Monitoramento Estratégico.....	40
Exploração e Produção	41
Refino, Transporte e Comercialização	51
Distribuição.....	58
Gás e Energia	60
Biocombustíveis.....	67
Corporativo.....	68
Estrutura Organizacional	69
Ativo imobilizado	69
Regulamentação do Setor de Petróleo e Gás no Brasil	70
Iniciativas de Saúde, Segurança e Meio Ambiente.....	74
Seguros	76
Reservas Adicionais e Informações sobre a Produção	77
Item 4A. Comentários Não Resolvidos da Equipe	85
Item 5. Revisão e Prospectos Operacionais e Financeiros	86
Discussão e Análise da Condição Financeira e Resultados Operacionais pela Administração	86
Visão Geral.....	86
Volumes e Preços de Vendas.....	87
Estratégia Fiscal e Efeito dos Impostos em Nosso Lucro	88
Inflação e Variação da Taxa de Câmbio	89
Resultados Operacionais	91
Informações Adicionais sobre os Segmentos de Negócios.....	102
Liquidez e Recursos de Capital	103
Obrigações Contratuais	109
Políticas Contábeis Críticas e Estimativas.....	110
Novas Normas de Contabilidade	114
Pesquisa e Desenvolvimento	114
Tendências.....	115
Item 6. Conselheiros, Alta Administração e Empregados	117
Conselheiros e Alta Administração.....	117
Remuneração.....	123
Participação Acionária	123
Conselho Fiscal	123
Comitê de Auditoria.....	124
Outros Comitês.....	125
Ouvidoria	127
Empregados e Relações Trabalhistas.....	128
Item 7. Principais Acionistas e Transações entre Partes Relacionadas.....	133
Principais Acionistas	133
Transações Entre Partes Relacionadas	133

ÍNDICE

Página

Item 8. Informações Financeiras	135
Demonstrações Consolidadas e Outras Informações Financeiras	135
Processos Judiciais	135
Comissões Internas	142
Distribuição de Dividendos	143
Item 9. A Oferta e a Listagem.....	143
Item 10. Informações adicionais	146
Memorando e Estatuto Social	146
Restrições a Titulares Não Brasileiros.....	156
Transferência de Controle	157
Divulgação de Participações Acionárias	157
Contratos Significativos	157
Controles de Câmbio	166
Tributação Relacionada às Nossas ADSs e Ações Ordinárias e Preferenciais	167
Tributação Relacionada a Notas da PGF	175
Documentos Exibidos	183
Item 11. Divulgações Qualitativas e Quantitativas sobre Risco de Mercado.....	183
Item 12. Descrição dos Valores Mobiliários que não são Ações	186
Ações Depositárias Americanas.....	186
PARTE II	
Item 13. Inadimplementos, Dívidas de Dividendos e Inadimplências.....	187
Item 14. Modificações Significativas nos Direitos de Titulares de Valores Mobiliários e Uso dos Proventos	187
Item 15. Controles e Procedimentos	187
Controles e Procedimentos de Divulgação.....	187
Item 16A. Perito Financeiro do Comitê de Auditoria	190
Item 16B. Código de Ética	190
Item 16C. Honorários do Contador Principal e Serviços	191
Honorários de Auditoria e Não Auditoria	191
Políticas e Procedimentos de Aprovação do Comitê de Auditoria	191
Item 16D. Isenções das Normas de Listagem para Comitês de Auditoria	192
Item 16E. Compras de Ações pelo Emissor e Compradores Afiliados.....	192
Item 16F. Alteração no Contador de Certificação do Solicitando do Registro.....	192
Item 16G. Governança Corporativa	192
Item 16H. Divulgação de Segurança das Minas.....	194
PARTE III	
Item 17. Demonstrações Contábeis	194
Item 18. Demonstrações Contábeis	194
Item 19. Anexos	195
Assinaturas	204

DECLARAÇÕES PROSPECTIVAS

O presente relatório anual inclui declarações prospectivas conforme a aceção da Seção 27A da Lei de Valores Mobiliários de 1933 (“Securities Act of 1933”), com alterações, ou Lei de Valores Mobiliários (“Securities Act”), e da Seção 21E da Lei de Valores Mobiliários e Câmbio de 1934 (“Securities Exchange Act of 1934”), com alterações, ou Lei de Câmbio (“Exchange Act”), que não se baseiam em fatos históricos nem são garantias de resultados futuros. As declarações prospectivas contidas neste relatório anual, que tratam do nosso desempenho comercial e financeiro esperado, entre outros assuntos, contêm palavras como “acreditar”, “esperar”, “estimar”, “antecipar”, “pretender”, “planejar”, “visar”, “vai”, “poderá”, “deve”, “poderia”, “iria”, “provavelmente”, “potencial” e expressões semelhantes.

Os leitores são advertidos a não depositar confiança indevida nessas declarações prospectivas, que se referem apenas à data em que foram feitas. Não há nenhuma garantia de que os eventos, tendências ou resultados estimados venham a ocorrer..

Fizemos declarações prospectivas que abordam, entre outras coisas:

- nossa estratégia de marketing e expansão;
- nossas atividades de exploração e produção, incluindo 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 e Investimentos de acordo com as premissas de custo do Nosso Plano de Negócios, compromissos e receitas, tanto projetadas quanto visadas;
- 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 premissas que podem se revelar incorretas, bem como a riscos e incertezas que são difíceis de prever. Nossos resultados reais podem diferir significativamente daqueles expressos ou projetados em declarações prospectivas, em decorrência de várias premissas e fatores. Esses fatores incluem, sem limitação, o seguinte:

- nossa capacidade de obter financiamento;
- condições econômicas e comerciais gerais, incluindo os preços do petróleo bruto e de outros *commodities*, as margens de refino e as taxas de câmbio prevalecentes;
- condições econômicas globais;
- nossa capacidade de encontrar, adquirir ou ter acesso a reservas adicionais e desenvolver nossas reservas atuais com êxito;
- incertezas inerentes a fazer estimativas das nossas reservas de petróleo e gás, incluindo reservas recém-descobertas de petróleo e gás;
- concorrência;
- dificuldades técnicas no funcionamento dos nossos equipamentos e na prestação dos nossos serviços;
- alterações ou não cumprimento de leis ou regulamentos, inclusive a respeito de atividade fraudulenta, corrupção e suborno;

- recebimento de aprovações e licenças governamentais;
- acontecimentos políticos, econômicos e sociais internacionais e no Brasil;
- desastres naturais, acidentes, operações militares, atos de sabotagem, guerras ou embargos;
- o custo e a disponibilidade da cobertura de seguro adequada;
- nossa capacidade de implementar com êxito as vendas de ativos no âmbito do nosso programa de desinvestimento;
- o resultado das investigações de corrupção em andamento e quaisquer novos fatos ou informações que poderão surgir em relação à investigação Lava Jato;
- a eficácia das nossas políticas e procedimentos de gestão de riscos, incluindo riscos operacionais; e
- litígios, tais como ações coletivas ou administrativas, bem como outros processos instaurados por agências governamentais e reguladoras.

Para saber mais sobre os fatores que poderiam levar nossos resultados reais a diferir das expectativas refletidas nas projeções, consulte “Fatores de Risco” neste relatório anual.

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

Os dados das reservas de petróleo bruto e gás natural apresentados ou descritos neste relatório anual representam apenas estimativas,, e nossa produção, receitas e despesas efetivas a respeito das nossas reservas poderão diferir significativamente dessas estimativas.

GLOSSÁRIO DE ALGUNS TERMOS UTILIZADOS NESTE RELATÓRIO ANUAL

Exceto se o contexto indicar algo diferente, os termos a seguir terão os significados mostrados abaixo:

ADR.....	Recibo de Depósito Americano (<i>American Depositary Receipt</i>).
ADS	Ação Depositária Americana (<i>American Depositary Share</i>).
AMS	Assistência Multidisciplinar de Saúde (nosso plano de saúde).
ANP.....	A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis é a agência federal que regula o setor de petróleo, gás natural e combustíveis renováveis no Brasil.
API.....	Medida padrão de densidade do petróleo desenvolvida pelo American Petroleum Institute.
Contrato de Cessão Onerosa	Contrato segundo o qual o governo federal brasileiro nos concedeu o direito de explorar e produzir petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos em áreas especificadas do pré-sal no Brasil. Consulte o Item 10. “Informações Adicionais – Contratos Significativos – Contrato de Cessão Onerosa”.
B3.....	A Bolsa de Valores de São Paulo.
BahiaGás.....	Companhia de Gás da Bahia, a empresa de distribuição de gás natural do estado da Bahia.
Banco do Brasil	Banco do Brasil S.A.
Bank of New York Mellon.....	O Bank of New York Mellon, que age como depositário das nossas ADSs ordinárias e preferenciais.
Barris.....	Medida padrão de volume de petróleo bruto.
Braskem	Braskem S.A.
Petróleo (Bruto) Brent.....	Uma importante classificação de negociação do petróleo bruto leve que funciona como um dos principais preços de referência para a comercialização do petróleo bruto em todo o mundo.
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.
Câmara de Arbitragem do Mercado	Uma câmara de arbitragem regida e mantida pela B3.
Despesas de Capital e Investimentos de acordo com as premissas de custo do Nosso Plano de Negócios	Gastos de capital baseados nas premissas de custo e na metodologia financeira adotadas em nosso Plano de Negócios e Gestão 2018-2022, que incluem itens que não se qualificam necessariamente como fluxos de caixa usados em atividades de investimento, principalmente despesas geológicas e geofísicas, despesas com pesquisa e desenvolvimento, encargos pré-operacionais, compra de ativo imobilizado a crédito, custos de empréstimos diretamente atribuídos a obras em andamento e aplicações em empresas investidas.
CCEE.....	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.
CDB	China Development Bank.
CEG Rio	Gás Natural Fenosa, a empresa de distribuição de gás natural do estado do Rio de Janeiro.
Central Depositária	A Central Depositária de Ativos e de Registro de Operações do Mercado, que age como custodiante das nossas ações ordinárias e preferenciais (inclusive as representadas por ADSs) em nome dos nossos acionistas.
CMN.....	O Conselho Monetário Nacional é a autoridade máxima do sistema financeiro brasileiro, responsável pela formulação das políticas brasileiras de moeda, câmbio e crédito e pela supervisão das instituições financeiras.

CNODC	CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda.
CNOOC	CNOOC Petroleum Brasil Ltda.
Condensado	Hidrocarbonetos que estão na fase gasosa nas condições do reservatório, mas se condensam em líquido conforme sobem pelo poço e chegam às condições do separador.
COMPERJ	Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro – COMPERJ.
CONAMA.....	Conselho Nacional do Meio Ambiente.
COSO.....	Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission.
COSO-ERM	Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission – Enterprise Risk Management Integrated Framework.
CNPE	O Conselho Nacional de Política Energética é um órgão consultivo da Presidência da República que auxilia na formulação de políticas e diretrizes energéticas.
CVM	Comissão de Valores Mobiliários do Brasil.
D&M	DeGolyer and MacNaughton.
Águas profundas.....	Entre 300 e 1.500 metros (984 e 4.921 pés) de profundidade.
Destilação	Um processo pelo qual os líquidos são separados ou refinados por vaporização seguida de condensação.
DoJ	U.S. Department of Justice (o Departamento de Justiça dos Estados Unidos).
Eletrobras	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras.
ERP	<i>Enterprise Resource Planning</i> (Planejamento de Recursos Empresariais).
EWT.....	Teste de posto estendido (<i>extended well test</i>).
Área de exploração.....	Uma região sob contrato regulatório sem acumulação conhecida de hidrocarbonetos ou com acumulação de hidrocarbonetos que ainda não foi declarada comercial.
Fitch	Fitch Ratings Inc., uma agência de classificação de risco.
FPSO.....	Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência (<i>floating production, storage and offloading unit</i>).
Gaspetro	Petrobras Gás S.A.
GSA	Contrato de Fornecimento de Gás em longo prazo celebrado com a empresa estatal boliviana Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.
GTB	Gas Transboliviano S.A.
SMS.....	Segurança, Meio Ambiente e Saúde.
IASB.....	Conselho Internacional de Normas Contábeis (<i>International Accounting Standards Board</i>).
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	Organização Internacional para Padronização (<i>International Organization for Standardization</i>).
Operação Lava Jato.....	Consulte o Item 3. “Informações Principais – Fatores de Risco – Riscos de Conformidade, Legais e Regulatórios” e Item 8. “Informações Financeiras – Processos

	Judiciais – Operação Lava Jato”.
LFTs	Letras Financeiras do Tesouro.
GNL	Gás natural liquefeito.
GLP	Gás liquefeito de petróleo, que é uma mistura de hidrocarbonetos saturados e insaturados, com até cinco átomos de carbono, usado como combustível doméstico.
Mitsui	Mitsui Gás e Energia do Brasil Ltda.
MME	Ministério de Minas e Energia do Brasil.
Moody’s	Moody’s Investors Service, Inc., uma agência de classificação de risco.
MPDG	Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão do Brasil.
MT-CGU	O Ministério da Transparência e Controladoria Geral da União é um órgão consultivo da Presidência da República, responsável por auxiliar em questões relacionadas à proteção do <i>patrimônio público</i> federal e ao aumento da transparência no poder executivo brasileiro, por meio de atividades de controles internos, auditorias públicas e prevenção e combate à corrupção, entre outras coisas.
LGN	O líquido resultante do processamento de gás natural e que contém hidrocarbonetos gasosos mais pesados.
NYSE	Bolsa de Valores de Nova Iorque (<i>New York Stock Exchange</i>).
NTS	Nova Transportadora do Sudeste S.A.
OHSAS	Sistemas de Gestão de Segurança e Saúde Ocupacional (<i>Occupational Health and Safety Management Systems</i>).
Petróleo	Petróleo bruto, incluindo LGN e condensados.
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico do Brasil.
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo (<i>Organization of the Petroleum Exporting Countries</i>).
OSRL	Oil Spill Response Limited.
PESA	Petrobras Argentina S.A.
Petros	Fundo de pensão dos empregados da Petrobras.
Petros 2	Plano de previdência patrocinado pela Petrobras.
PFC Energy	Um grupo global de pesquisa e consultoria em energia.
PGF	Petrobras Global Finance B.V.
PifCo	Petrobras International Finance Company S.A.
PLSV	Embarcação do tipo PLSV (<i>pipe laying support vessel</i>).
PO&G	Petrobras Oil & Gas.
Reserva do pós-sal	Uma formação geológica que contém depósitos de petróleo ou gás natural localizados acima de uma camada de sal.
PPSA	Pré-Sal Petróleo S.A.
Reserva do pré-sal	Uma formação geológica que contém depósitos de petróleo ou gás natural localizados abaixo de uma camada de sal.
Reservas provadas	De modo consistente com as definições da Regra 4-10(a) da Norma S-X, as reservas provadas de petróleo e gás são as quantidades de petróleo e gás que, mediante a análise de dados de geociência e engenharia, podem ser estimadas, com certeza razoável, como tendo produção economicamente viável – a partir de uma data específica, de reservas conhecidas e conforme as condições econômicas existentes, métodos operacionais e normas governamentais. As condições econômicas existentes

incluem preços e custos com os quais a produtividade econômica de uma reserva será determinada. O preço é o preço médio durante o período de 12 meses anterior a 31 de dezembro, exceto quando os preços forem definidos por acordos contratuais, excluindo reajustes baseados em condições futuras. O projeto para extrair os hidrocarbonetos precisa ter iniciado ou precisamos ter uma certeza razoável de que será iniciado dentro de um prazo razoável.

As reservas que podem ser produzidas de modo econômico por meio da aplicação de técnicas de recuperação melhorada (como injeção de fluido) são incluídas na classificação “provada” quando um teste concluído com sucesso em um projeto-piloto ou a operação de um programa instalado no reservatório corrobora a análise de engenharia em que o projeto ou programa se baseou.

Reservas provadas desenvolvidas Reservas cuja recuperação pode ser esperada: (i) através de poços existentes, com equipamentos e métodos operacionais existentes, ou para os quais o custo dos equipamentos necessários é relativamente menor em comparação com o custo de um poço novo; e (ii) através de equipamentos e infraestrutura de extração instalados, em operação no momento da estimativa da reserva, caso a extração se dê por meios que não envolvam um poço.

Reservas provadas não desenvolvidas Reservas para as quais há a expectativa de recuperação a partir de poços novos em áreas não perfuradas, ou de poços existentes que exijam despesa maior. As reservas em áreas não perfuradas limitam-se àquelas que compensam diretamente as áreas de espaçamento de desenvolvimento com produção razoavelmente certa quando perfuradas, a menos que existam evidências (decorrentes de tecnologia confiável) que estabeleçam uma certeza razoável de produtividade econômica em distâncias maiores.

Os locais não perfurados serão classificados como tendo reservas não desenvolvidas somente se tiver sido adotado um plano de desenvolvimento que indique que a perfuração está programada para um prazo de cinco anos, a menos que as circunstâncias específicas justifiquem um período maior. As reservas provadas não desenvolvidas não incluem reservas atribuíveis a qualquer área para a qual a aplicação de injeção de fluido ou outra técnica de recuperação melhorada é contemplada, a menos que se tenha comprovado a eficácia dessas técnicas por projetos reais na mesma reserva ou em reserva análoga usando tecnologia confiável que estabeleça uma certeza razoável.

PTAX..... A taxa de câmbio de referência para a compra e a venda de dólares dos EUA no Brasil, publicada pelo Banco Central do Brasil.

PwC..... PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes.

RNEST..... Refinaria Abreu e Lima.

S&P Standard & Poor’s Financial Services LLC, uma agência de classificação de risco.

SDNY Tribunal Distrital dos Estados Unidos para o Distrito Sul de Nova York (*United States District Court for the Southern District of New York*).

SEC Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio (*Securities and Exchange Commission*) dos Estados Unidos.

SELIC A taxa básica de juros do Banco Central do Brasil.

Sete Brasil Sete Brasil Participações, S.A.

Complexo Petroquímico de Suape O Complexo Industrial da Petroquímica Suape, um complexo industrial com instalações pertencentes à Companhia Petroquímica de Pernambuco (Petroquímica Suape) e Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco (Citepe).

Shell Shell Brasil Petróleo Ltda.

SPE Sociedade de Engenheiros de Petróleo (*Society of Petroleum Engineers*).

SS	Unidade semissubmersível.
Óleo e gás sintéticos	Uma mistura de hidrocarbonetos derivados do beneficiamento (ou seja, alteração química) do betume natural das areias betuminosas, querogênio de xisto betuminoso ou processamento de outras substâncias, como gás natural ou carvão. O petróleo sintético poderá conter enxofre ou outros compostos não hidrocarbonetos e tem muitas semelhanças com o petróleo bruto.
TAG	Transportadora Associada de Gás S.A.
TCU	O Tribunal de Contas da União é um órgão consultivo do Congresso Brasileiro, responsável por auxiliá-lo em questões relacionadas à supervisão do poder executivo brasileiro a respeito de questões de contabilidade, finanças, orçamento, operações e patrimônio público.
TBG	Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG).
TLWP	Plataforma do tipo TLWP (<i>Tension Leg Wellhead Platform</i>).
Total	Total E&P do Brasil Ltda.
Profundidade total.....	Profundidade total de um poço, incluindo distância vertical através da água e abaixo da linha de lama (" <i>mudline</i> ").
Acordo de Transferência de Direitos	Um contrato segundo o qual uma concessionária vende, cede ou transfere, por qualquer meio, no todo ou em parte, direitos e obrigações indivisíveis projetados no contrato de concessão para uma nova concessionária terceirizada, desde que a nova concessionária cumpra as exigências técnicas, econômicas e judiciais estabelecidas pela ANP.
Transpetro	Petrobras Transporte S.A.
Águas ultraprofundas	Mais de 1.500 metros (4.921 pés) de profundidade.
YPFB	Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos.

TABELA DE CONVERSÃO

1 acre	=	43.560 pés quadrados	=	0,004047 km ²
1 barril	=	42 galões americanos	=	Aproximadamente 0,13 t de petróleo
1 boe	=	1 barril de equivalente em petróleo bruto	=	6.000 cf 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 bruto	=	1.000 kg de petróleo bruto	=	Aproximadamente 7,5 barris de petróleo bruto (pressupondo uma gravidade do índice de pressão atmosférica de 37° API)

ABREVIATURAS

bbl.....	Barris
bcf.....	Bilhões de pés cúbicos
bn.....	Bilhão (1.000 milhões)
bnbbl.....	Bilhões de barris
bncf.....	Bilhões de pés cúbicos
bnm3.....	Bilhões de metros cúbicos
boe.....	Barris de equivalente em petróleo
bnboe.....	Bilhões de barris de equivalente em petróleo
bbl/d.....	Barris por dia
cf.....	Pés cúbicos
GWh.....	Um gigawatt de energia fornecida ou exigida por uma hora
km.....	Quilômetro
km2.....	Quilômetros quadrados
m3.....	Metro cúbico
mdbl.....	Milhares de barris
mdbl/d.....	Milhares de barris por dia
mboe.....	Milhares de barris de equivalente em petróleo
mboe/d.....	Milhares de barris de equivalente em petróleo por dia
mcf.....	Milhares de pés cúbicos
mcf/d.....	Milhares de pés cúbicos por dia
mm3.....	Milhares de metros cúbicos
mm3/d.....	Milhares de metros cúbicos por dia
mm3/y.....	Milhares de metros cúbicos por ano
mmbbl.....	Milhões de barris
mmbbl/d.....	Milhões de barris por dia
mmboe.....	Milhões de barris de equivalente em petróleo
mmboe/d.....	Milhões de barris de equivalente em petróleo por dia
mmcf.....	Milhões de pés cúbicos
mmcf/d.....	Milhões de pés cúbicos por dia
mmm3.....	Milhões de metros cúbicos
mmm3/d.....	Milhões de metros cúbicos por dia
mmt.....	Milhões de toneladas métricas
mmt/y.....	Milhões de toneladas métricas por ano
MW.....	Megawatts
MWavg.....	Quantidade de energia (em MWh) dividida pelo tempo (em horas) em que essa energia é produzida ou consumida
MWh.....	Um megawatt de energia fornecida ou exigida por uma hora
ppm.....	Partes por milhão
R\$.....	Reais brasileiros
t.....	Tonelada métrica
Tcf.....	Trilhões de pés cúbicos
US\$.....	Dólares dos Estados Unidos
/d.....	Por dia
/y.....	Por ano

APRESENTAÇÃO DE INFORMAÇÕES FINANCEIRAS E OUTRAS INFORMAÇÕES

Este é o relatório anual da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras ou Petrobras. Exceto se o contexto indicar algo diferente, os termos “Petrobras”, “nós” e “nosso(a)(s)” referem-se à Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras e suas subsidiárias consolidadas, operações em conjunto e entidades estruturadas.

Atualmente, emitimos títulos nos mercados de capitais internacionais por meio da nossa subsidiária financeira integral, a Petrobras Global Finance B.V. (PGF), uma empresa privada com responsabilidade limitada incorporada segundo as leis dos Países Baixos. Oferecemos garantias totais e incondicionais para os títulos emitidos pela PGF. No passado, usamos nossa antiga subsidiária integral, a Petrobras International Finance Company S.A. (PifCo) como veículo para emitir títulos com garantias totais e incondicionais. Em 29 de dezembro de 2014, a PifCo foi incorporada à PGF, que assumiu as obrigações da PifCo no âmbito de todas os títulos em circulação originalmente emitidas por ela (juntamente com os títulos emitidos pela PGF, as “títulos PGF”), as quais continuam sendo beneficiadas por nossas garantias totais e incondicionais. A PGF não tem a obrigação de apresentar relatórios periódicos à U.S. Securities and Exchange Commission (SEC). Consulte a Nota Explicativa 36 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Neste relatório anual, as referências a “real”, “reais” ou “R\$” dizem respeito a reais brasileiros; as referências a “dólares dos EUA” ou “US\$” dizem respeito a dólares dos Estados Unidos. Alguns números inclusos neste relatório anual foram submetidos a ajustes de arredondamento; por conseguinte, os números mostrados como totais em algumas tabelas poderão não ser uma agregação aritmética exata dos números que os precedem.

Nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas referem-se a cada um dos três anos findos em 31 de dezembro de 2017, 2016 e 2015; as notas correspondentes contidas neste relatório anual foram apresentadas em dólares dos EUA e preparadas em conformidade com as Normas Internacionais de Relatórios Financeiros (IFRS) emitidas pelo Conselho Internacional de Normas Contábeis (IASB). Consulte o Item 5. “Revisão e Prospectos Operacionais e Financeiros” e a Nota Explicativa 2 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas. Aplicamos as IFRS em nossas demonstrações contábeis exigidas por lei, preparadas em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações brasileira e as normas promulgadas pela CVM.

Nossas demonstrações contábeis com as IFRS apresentadas à CVM estão em reais; já a moeda de apresentação das demonstrações financeiras consolidadas auditadas aqui inclusas é o dólar dos Estados Unidos. Nossa moeda funcional e a de todas as nossas controladas brasileiras é o real. A moeda funcional da maioria das nossas outras entidades com atuação internacional, como a PGF, é o dólar dos Estados Unidos. Como descrito de modo mais completo na Nota Explicativa 2.2 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, os valores em dólares dos EUA para os períodos apresentados foram convertidos dos valores em reais, em conformidade com os critérios estabelecidos na IAS 21 – “Os efeitos das alterações nas taxas de câmbio”. Segundo a IAS 21, convertemos todos os ativos e passivos em dólares dos Estados Unidos à taxa de câmbio da data do balanço patrimonial; todas as contas na demonstração de resultados, outros resultados abrangentes e a demonstração de fluxos de caixa às taxas médias prevalecentes durante o ano correspondente. Os itens de capital são convertidos às taxas de câmbio prevalecentes nas datas das transações. Todas as diferenças de câmbio decorrentes da conversão são reconhecidas como ajustes acumulados de conversão (*cumulative translation adjustments*, ou CTA) no patrimônio líquido consolidado.

Exceto se o contexto indicar algo diferente:

- os dados contidos neste relatório atual a respeito dos gastos de capital, investimentos e outros gastos durante o ano correspondente que não foram derivados das demonstrações financeiras consolidadas auditadas foram convertidos de reais às taxas médias prevalecentes durante o ano correspondente;
- os dados históricos contidos neste relatório anual a respeito dos saldos de investimentos, compromissos ou outros gastos relacionados que não foram derivados das demonstrações financeiras consolidadas auditadas foram convertidos de reais à taxa de câmbio do final do período;
- os valores prospectivos, incluindo os dispêndios de capital, investimentos e outros gastos, basearam-se em nosso Plano de Negócios e Gestão para 2018-2022, aprovado em dezembro de 2017 (“Plano para 2018-2022”), e foram projetados em moeda constante. Os cálculos futuros envolvendo um preço estimado do petróleo bruto foram apurados com base no preço médio do petróleo tipo Brent

de US\$ 53 por barril para 2018, US\$ 58 por barril para 2019, US\$ 66 por barril para 2020, US\$ 70 por barril para 2021 e US\$ 73 por barril para 2022. Além disso, em conformidade com nosso Plano para 2018-2022, utilizamos uma taxa de câmbio nominal média estimada de R\$ 3,44 para US\$ 1,00 para 2018, R\$ 3,55 para US\$ 1,00 para 2019, R\$ 3,62 para US\$ 1,00 para 2020, R\$ 3,69 para US\$ 1,00 para 2021 e R\$ 3,80 para US\$ 1,00 para 2022. Para obter mais informações sobre nosso Plano para 2018-2022, consulte o Item 4. “Informações sobre a Empresa – Plano para 2018-2022 e Processo de Monitoramento Estratégico”; e

- informações relacionadas às reservas e à produção de petróleo e gás incluem nossa participação em contratos de consórcio e operações em conjunto em que não temos uma *working interest* de 100%. Para atividades de refino, as informações apresentadas neste documento referem-se à produção total, pois, atualmente, detemos 100% da capacidade de refino.

APRESENTAÇÃO DE INFORMAÇÕES REFERENTES ÀS RESERVAS

Aplicamos as regras da SEC para estimar e divulgar as quantidades das reservas de petróleo e gás natural incluídas neste relatório anual. Em conformidade com essas regras, estimamos os volumes das reservas considerando, na parte econômica, os preços médios calculados como média aritmética não ponderada do preço do primeiro dia do mês para cada mês dentro do período de 12 meses anterior ao fim do período de relatório, à exceção de reservas em determinados campos para as quais os volumes foram estimados usando os preços do gás estabelecidos em nossos acordos contratuais para a venda de gás. Os volumes das reservas não tradicionais, como óleo e gás sintéticos, também estão incluídos neste relatório anual, em conformidade com as regras da SEC.

A DeGolyer and MacNaughton (D&M) utilizou nossas estimativas de reservas para realizar uma auditoria das reservas em 95% das nossas reservas provadas líquidas de petróleo bruto, condensados e gás natural, em 31 de dezembro de 2017, no Brasil. Além disso, a D&M utilizou nossas estimativas de reservas para realizar uma auditoria das reservas em 100% das reservas provadas líquidas de petróleo bruto, condensados e gás natural, em 31 de dezembro de 2017, em propriedades que operamos nos Estados Unidos. A D&M também utilizou nossas estimativas de reservas para realizar uma auditoria das reservas em 93% das reservas provadas líquidas de petróleo bruto, condensados e gás natural, em 31 de dezembro de 2017, em nossas reservas provadas totais. Consulte o Item 4. “Informações sobre a Empresa – Reservas Adicionais e Informações sobre a Produção”. As estimativas de reservas foram preparadas em conformidade com as definições de reservas na Regra 4-10(a) da Norma S-X. Todas as estimativas das reservas envolvem algum grau de incerteza. Consulte o Item 3. “Informações Principais – Fatores de Risco – Riscos Relacionados às Nossas Operações” para ver uma descrição dos riscos relacionados às nossas reservas e às estimativas das reservas.

Em 31 de janeiro de 2018, apresentamos estimativas de reservas provadas para o Brasil à ANP, em conformidade com as regras e normas brasileiras, totalizando volumes líquidos de 10,4 bnbbl de petróleo bruto, condensado e óleo sintético e 11,1 tcf de gás natural e gás sintético. As estimativas das reservas apresentadas à ANP foram aproximadamente 28% mais altas do que as aqui fornecidas em termos de equivalente em petróleo. Essa diferença deve-se a: (i) o fato de que a ANP permite a estimativa de reservas provadas por meio do abandono técnico-econômico de poços de produção, ao invés de limitar as estimativas das reservas à duração dos contratos de concessão, como exigido pela Regra 4-10 da Norma S-X; e (ii) os diferentes critérios técnicos para o registro de reservas provadas, incluindo o uso dos nossos preços futuros projetados para o petróleo, ao invés da exigência da SEC de usar o preço médio de 12 meses a fim de determinar a produtividade econômica das reservas.

Também apresentamos as estimativas das reservas das nossas operações internacionais com várias agências governamentais, conforme as orientações da SPE. As estimativas das reservas agregadas das nossas operações internacionais, segundo as orientações da SPE, totalizaram 0,2 bnbbl de petróleo bruto e condensado e 0,2 tcf de gás natural em 31 de dezembro de 2017, sendo cerca de 2% maiores do que as estimativas das reservas calculadas conforme a Norma S-X, do modo aqui projetado. Essa diferença deve-se aos critérios técnicos distintos para o registro de reservas provadas, incluindo o uso dos nossos preços futuros projetados para o petróleo ao invés da exigência da SEC de usar o preço médio de 12 meses a fim de determinar a produtividade econômica das reservas.

PARTE I

Item 1. Identidade dos Conselheiros, da Alta Administração e dos Consultores

Não aplicável.

Item 2. Estatísticas de Oferta e Calendário Previsto

Não aplicável.

Item 3. Informações Principais

Dados Financeiros Selecionados

Esta seção contém dados financeiros consolidados selecionados apresentados em dólares dos EUA e preparados em conformidade com as IFRS, referentes a cada um dos cinco anos findos em 31 de dezembro de 2017, 2016, 2015, 2014 e 2013, derivados das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas. Os dados financeiros consolidados selecionados referentes ao ano findo em 31 de dezembro de 2017 são derivados das nossas demonstrações contábeis de final de ano auditadas pela KPMG Auditores Independentes; os dados financeiros consolidados selecionados referentes aos anos findos em 31 de dezembro de 2016, 2015, 2014 e 2013 derivam das respectivas demonstrações contábeis de final de ano auditadas pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes (“PwC”).

As informações abaixo devem ser lidas em conjunto com nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, as notas que as acompanham e o Item 5, sendo formadas na totalidade por meio de referência a eles. “Revisão e Prospectos Operacionais e Financeiros”.

DEMONSTRAÇÃO DA POSIÇÃO FINANCEIRA

Resumo dos Dados Financeiros segundo as IFRS

	Em 31 de dezembro de				
	2017	2016	2015	2014	2013
	(US\$, em milhões)				
Ativos:					
Caixa e equivalentes de caixa	22.519	21.205	25.058	16.655	15.868
Títulos e valores mobiliários.....	1.885	784	780	9.323	3.885
Direitos creditórios comerciais e outros, líquido	4.972	4.769	5.554	7.969	9.670
Estoques	8.489	8.475	7.441	11.466	14.225
Ativos classificados como detidos para venda.....	5.318	5.728	152	5	2.407
Outros ativos circulantes	3.948	3.808	4.194	5.414	6.600
Direitos creditórios em longo prazo	21.450	20.420	19.426	18.863	18.782
Aplicações	3.795	3.052	3.527	5.753	6.666
Ativo imobilizado.....	176.650	175.470	161.297	218.730	227.901
Intangível	2.340	3.272	3.092	4.509	15.419
Ativos totais.....	<u>251.366</u>	<u>246.983</u>	<u>230.521</u>	<u>298.687</u>	<u>321.423</u>
Passivos e capital:					
Passivos circulantes totais	24.948	24.903	28.573	31.118	35.226
Passivos não circulantes(1)	42.871	36.159	24.411	30.373	30.839
Dívida financeira não circulante (2)	102.045	108.371	111.482	120.218	106.235
Passivos totais	<u>169.864</u>	<u>169.433</u>	<u>164.466</u>	<u>181.709</u>	<u>172.300</u>
Capital					
Capital social (líquido dos custos de emissão de ações).....	107.101	107.101	107.101	107.101	107.092
Reservas e outros resultados abrangentes (déficit)(3)	(27.299)	(30.322)	(41.865)	9.171	41.435
Patrimônio líquido atribuível aos acionistas da Petrobras	<u>79.802</u>	<u>76.779</u>	<u>65.236</u>	<u>116.272</u>	<u>148.527</u>
Participações minoritárias	1.700	771	819	706	596
Capital total	<u>81.502</u>	<u>77.550</u>	<u>66.055</u>	<u>116.978</u>	<u>149.123</u>
Passivos totais e capital	<u>251.366</u>	<u>246.983</u>	<u>230.521</u>	<u>298.687</u>	<u>321.423</u>

(1) Exclui a dívida financeira não circulante.

(2) Exclui a parte circulante da dívida financeira em longo prazo.

(3) Transações de capital, reserva de lucros e outros resultados abrangentes acumulados (déficit).

DADOS DA DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

Resumo dos Dados Financeiros segundo as IFRS

	Para o Exercício Findo em 31 de Dezembro de				
	2017(1)	2016(1)	2015 (1)	2014 (1)	2013
	(US\$, em milhões, exceto os dados de ação e por ação)				
Receitas de vendas	88.827	81.405	97.314	143.657	141.462
Lucro líquido (prejuízo) antes dos rendimentos financeiros (despesa), Resultado de participações em investidas e imposto de renda	11.219	4.308	(1.130)	(7.407)	16.214
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras	(91)	(4.838)	(8.450)	(7.367)	11.094
Número médio ponderado de ações em circulação:					
Ordinárias	7.442.454.142	7.442.454.142	7.442.454.142	7.442.454.142	7.442.454.142
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 dos rendimentos financeiros (despesa), Resultado de participações em investidas e imposto de renda por:					
Ações ordinárias e preferenciais	0,86	0,33	(0,09)	(0,57)	1,24
ADSs ordinárias e preferenciais	1,72	0,66	(0,18)	(1,14)	2,48
Ganhos básicos e diluídos (prejuízo) por:					
Ações ordinárias e preferenciais	(0,01)	(0,37)	(0,65)	(0,56)	0,85
ADSs ordinárias e preferenciais	(0,02)	(0,74)	(1,30)	(1,12)	1,70
Dividendos em dinheiro por(2):					
Ações ordinárias	-	-	-	-	0,22
Ações preferenciais	-	-	-	-	0,41
ADSs ordinárias	-	-	-	-	0,44
ADSs preferenciais	-	-	-	-	0,82

(1) Em 2014, demos baixa em US\$ 2.527 milhões de pagamentos excessivos incorretamente capitalizados. Em 2017, 2016, 2015 e 2014, reconhecemos perdas por redução ao valor recuperável de US\$ 1.191 milhões, US\$ 6.193 milhões, US\$ 12.299 milhões e US\$ 16.823 milhões, respectivamente. Para obter mais informações, leia as Notas 3 e 14 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas. Em 2017, reconhecemos US\$ 3.449 como outras despesas em virtude da provisão para processos legais relacionados ao acordo para resolver a Ação Coletiva de Valores Mobiliários Consolidados (definida na Nota Explicativa 30.4.1 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e no Item 8. "Informações Financeiras – Processos Legais – Ação Coletiva") perante o Tribunal Distrital dos Estados Unidos para o Distrito Sul de Nova York.

(2) Juros sobre capital próprio e/ou dividendos propostos para o ano antes dos impostos. Os valores foram convertidos dos valores originais em reais, considerando a taxa de câmbio na data do balanço patrimonial.

FATORES DE RISCO

Riscos Relacionados às Nossas Operações

Estamos expostos a riscos relacionados à saúde, ao meio ambiente e à segurança em nossas operações, que poderão provocar acidentes, perdas significativas, processos administrativos e responsabilidades legais.

Algumas das nossas principais atividades, realizadas por nós ou nossos parceiros, oferecem riscos capazes de provocar acidentes, tais como derramamentos de petróleo, vazamentos de produtos, incêndios e explosões. Em particular, as atividades em águas profundas e ultraprofundas oferecem vários riscos, tais como derramamentos de petróleo e explosões em unidades de perfuração ou produção. Esses eventos poderão ocorrer devido a falhas técnicas, erros humanos ou eventos naturais, entre outros fatores. A ocorrência de um desses eventos (ou de outros incidentes relacionados) poderá resultar em vários danos, tais como morte, dano ambiental grave e despesas relacionadas (incluindo, por exemplo, despesas com limpeza e conserto), poderá afetar a saúde dos nossos funcionários ou comunidades e poderá causar dano ambiental ou material, perda de produção, perdas financeiras e, em algumas circunstâncias, responsabilidade judicial em ações judiciais civis, trabalhistas, criminais e administrativas. Consequentemente, poderemos ter despesas para consertar ou remediar os danos causados. Além disso, poderemos enfrentar dificuldades para obter ou manter licenças operacionais, assim como sofrer danos à nossa reputação.

Nossas apólices de seguro não cobrem todos os tipos de riscos e responsabilidades associados às nossas atividades. Não pode haver nenhuma garantia de que incidentes não ocorrerão no futuro, de que haverá seguro para cobrir os danos ou de que não seremos responsabilizados por esses eventos. Todos esses fatores poderão causar um impacto negativo nos nossos resultados. Consulte o Item 4. “Informações sobre a Empresa – Iniciativas de Saúde, Segurança e Meio Ambiente” e “– Seguros”, assim como a Nota Explicativa 33.7 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, para obter mais informações.

Contamos com fornecedores e prestadores de serviços para realizar e expandir nossos negócios. Consequentemente, somos suscetíveis a riscos de desempenho, deterioração da qualidade dos produtos e condição financeira de tais fornecedores e prestadores de serviços.

Contamos com vários fornecedores, vendedores e prestadores de serviços terceirizados importantes para o fornecimento de peças, componentes, serviços e recursos críticos, dos quais precisamos para realizar e expandir nossos negócios. Somos suscetíveis aos riscos de desempenho, qualidade dos produtos e condição financeira dos nossos principais fornecedores, vendedores e prestadores de serviços. Se esses fornecedores, vendedores e prestadores de serviços importantes não entregarem ou se atrasarem a entrega de equipamentos, serviços ou recursos críticos para nossos projetos principais, poderemos não atingir nossas metas operacionais dentro do prazo esperado. Nós talvez precisemos atrasar um ou mais dos nossos projetos principais, o que poderia causar um impacto adverso em nossos resultados operacionais e condição financeira.

Além disso, estamos sujeitos a exigências de conteúdo local mínimo em alguns dos nossos contratos de concessão, no Contrato de Cessão Onerosa e nos Contratos de Partilha de Produção. Embora tenha havido uma flexibilidade ocasional em alguns projetos de grande porte, é difícil cumprir a totalidade das exigências no mercado interno de forma economicamente viável, adicionando risco aos processos de contratação, o que tem o potencial de afetar nossos resultados operacionais e financeiros.

Não estamos segurados contra a interrupção nos negócios para nossas operações brasileiras; e a maioria dos nossos ativos não têm seguro contra guerra ou sabotagem.

Em geral, não mantemos uma cobertura de seguros para interrupções nos negócios, de qualquer natureza, para nossas operações brasileiras, incluindo interrupções nos negócios causadas por disputas trabalhistas. Se, por exemplo, nossos trabalhadores ou os trabalhadores dos nossos principais fornecedores, vendedores e prestadores de serviços terceirizados entrassem em greve, as interrupções resultantes no trabalho poderiam causar um impacto adverso em nós. Além disso, a maioria dos nossos ativos não têm seguro contra guerra ou sabotagem. Consulte “– Riscos Relacionados às Nossas Operações – Greves, interrupções no trabalho ou agitação trabalhista por parte dos nossos funcionários ou dos funcionários dos nossos fornecedores ou contratadas poderiam afetar negativamente os resultados operacionais e nossos negócios”, Item 4. “Informações da Empresa – Seguros” e a Nota Explicativa 33.7 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Portanto, um ataque ou incidente operacional que causasse uma interrupção nos nossos negócios poderia ter um efeito adverso significativo em nossos resultados operacionais e condição financeira.

Greves, interrupções no trabalho ou agitação trabalhista por parte dos nossos funcionários ou dos funcionários dos nossos fornecedores ou contratadas, assim como uma possível escassez de profissionais qualificados poderiam afetar negativamente os resultados operacionais e nossos negócios.

Cerca de 42% dos nossos funcionários são representados por sindicatos. Divergências sobre questões que envolvam desinvestimentos ou mudanças na estratégia de negócios, reduções no número de profissionais, assim como possíveis contribuições de funcionários para um déficit no Petros, poderiam provocar agitação trabalhista. Greves, interrupções no trabalho ou outras formas de agitação trabalhista em qualquer um dos nossos principais fornecedores, contratadas ou em suas instalações poderiam prejudicar nossa capacidade de concluir projetos de grande porte e afetar nossa capacidade de atingir objetivos em longo prazo.

Além disso, poderíamos nos deparar com uma possível escassez de profissionais qualificados. No passado, anunciamos um programa de incentivo à demissão voluntária aberto a todos os nossos funcionários. Para saber mais sobre esse programa, consulte o Item 6. “Conselheiros, Alta Administração e Funcionários – Funcionários e Relações Trabalhistas – Programa de Incentivo à Demissão Voluntária – PIDV”. Se o programa de incentivo à demissão voluntária for implementada com êxito e se não conseguirmos substituir em tempo hábil os profissionais qualificados principais que decidirem se inscrever nesse programa, poderia ocorrer um impacto negativo nos resultados operacionais e em nossos negócios. Nosso sucesso também depende da nossa capacidade de continuar treinando e qualificando nossos profissionais com êxito para que possam assumir cargos seniores qualificados no futuro. Não podemos assegurar que seremos capazes de treinar, qualificar ou reter adequadamente os profissionais da alta administração ou de fazer isso sem custos ou atrasos; tampouco podemos assegurar que seremos capazes de encontrar novos gerentes seniores qualificados, caso surja a necessidade. Qualquer falha desse tipo poderia afetar adversamente os resultados operacionais e nossos negócios.

A mobilização e a desmobilização dos nossos funcionários em decorrência do nosso programa de parceria e desinvestimento poderiam afetar adversamente os resultados dos nossos negócios e operações.

Nosso Plano para 2018-2022 inclui, entre outras iniciativas, um programa de desinvestimento que contempla parcerias e a venda de aproximadamente US\$ 21 bilhões em ativos durante o período 2017-2018, com o objetivo de melhorar nossa posição de liquidez em curto prazo e de permitir a desalavancagem. Para saber mais sobre nossos desinvestimentos, consulte o Item 4. “Informações sobre a Empresa – Visão Geral do Grupo”. Muitos dos ativos que vendemos (ou esperamos vender) utilizam nossos funcionários, que poderiam ser transferidos para outras áreas e projetos e nós talvez precisemos treinar esses funcionários para realizar outras tarefas. Possíveis dificuldades poderiam surgir da necessidade de transferir grupos de funcionários relacionados a esses ativos e poderão gerar custos adicionais, inquéritos judiciais relacionados a ações judiciais trabalhistas, greves e poderiam afetar negativamente nossa reputação.

Falhas em nossos sistemas de tecnologia da informação, sistemas de segurança da informação (cibersegurança) e sistemas e serviços de telecomunicações podem causar um impacto negativo em nossas operações e reputação.

Nossas operações dependem muito de sistemas e serviços de telecomunicações e tecnologia da informação. Interrupções nesses sistemas, causadas por obsolescência, falhas técnicas ou atos intencionais, podem afetar ou até mesmo paralisar nossos negócios e causar um impacto negativo em nossas operações e reputação. Ademais, falhas de segurança relacionadas a informações sensíveis causadas por ações intencionais ou não intencionais, tais como ciberterrorismo ou ações internas, incluindo negligência ou má conduta dos nossos funcionários, poderão causar um impacto negativo em nossa reputação, nosso relacionamento com entidades externas (governo, agências reguladoras, parceiros e fornecedores, entre outros), nosso posicionamento estratégico em relação aos concorrentes e nossos resultados, em virtude do vazamento de informações ou do uso não autorizado de tais informações.

Riscos Financeiros

Temos passivos substanciais e poderemos ser expostos a restrições significativas de liquidez em curto e médio prazo, que poderiam afetar nossa condição financeira e os resultados operacionais de forma significativa e adversa.

Contraímos uma dívida substancial com a finalidade de financiar os gastos de capital necessários para atingir nossos objetivos em longo prazo; 48% delas (principal), ou US\$ 53 bilhões, vencerão nos próximos cinco anos. Para saber mais sobre nosso endividamento, consulte o Item 5. “Revisão e Prospectos Operacionais e Financeiros – Liquidez e Recursos de Capital”. Como podem existir restrições de liquidez no mercado de dívida para financiar nossos investimentos planejados e as obrigações do principal e de juros segundo os termos da nossa dívida, qualquer dificuldade em levantar valores significativos do capital de dívida no futuro poderá afetar os resultados operacionais e a capacidade de cumprir o Plano de Negócios para 2018-2022.

Entre 2015 e meados de 2016, perdemos nossas classificações de grau de investimento. Nossas classificações da Moody’s, da S&P e da Fitch oscilaram substancialmente nos últimos três anos. A perda da nossa classificação de crédito com grau de investimento e qualquer redução adicional em nossas classificações de crédito tiveram, e poderão continuar a ter, consequências adversas em nossa capacidade de obter financiamento no mercado para nossos títulos de dívidas e ações ou poderão afetar o custo do financiamento, além de tornar mais difícil ou caro o refinanciamento de obrigações vencidas. O impacto em nossa capacidade de obter financiamento e no custo do financiamento poderá afetar adversamente nossos resultados operacionais e condição financeira. Para saber mais sobre nossa classificação, consulte o Item 5. “Revisão e Prospectos Operacionais e Financeiros – Liquidez e Recursos de Capital – Classificação”.

Além disso, apesar do fato de o governo federal brasileiro (nosso acionista controlador) não ser responsável por nenhum dos nossos passivos, qualquer redução adicional das classificações de crédito do governo federal brasileiro poderá ter consequências adversas adicionais para nossa capacidade de obter financiamento ou no custo do nosso financiamento e, conseqüentemente, em nossos resultados operacionais e condição financeira.

Somos vulneráveis ao aumento do serviço de dívida em decorrência da depreciação do real em relação ao dólar dos Estados Unidos e de aumentos nas taxas de juros em vigor no mercado.

Em 31 de dezembro de 2017, 80% da nossa dívida financeira era denominada em moedas diferentes do real (73% dela era denominada em dólares dos Estados Unidos). Uma parte substancial do nosso endividamento é, e deverá continuar a ser, denominada ou indexada em dólar dos Estados Unidos e outras moedas estrangeiras. Uma depreciação adicional do real em relação a essas outras moedas aumentará nosso serviço de dívida em reais, uma vez que o valor em reais necessário para pagar o principal e os juros na dívida em moeda estrangeira aumentará em virtude dessa depreciação. Consulte o Item 5. “Revisão e Prospectos Operacionais e Financeiros – Inflação e Variação da Taxa de Câmbio – Variação da Taxa de Câmbio” para obter mais informações.

As variações cambiais poderão causar um impacto imediato em nossos rendimentos divulgados, à exceção de uma parte das nossas obrigações denominadas em dólares dos Estados Unidos que foram designadas como instrumentos de *hedge* em relações de *hedge* de fluxo de caixa. De acordo com nossa política contábil de *hedge* de fluxo de caixa, relações de *hedge* são designados para o *hedge* natural existente entre nossas exportações futuras denominadas em dólares dos Estados Unidos que são consideradas altamente prováveis (item coberto) e a dívida financeira denominada em dólares dos Estados Unidos (instrumentos de *hedge*). Consulte o Item 5. “Revisão e Prospectos Operacionais e Financeiros – Políticas Contábeis Críticas e Estimativas” para obter mais informações.

Após uma desvalorização do real, algumas das nossas despesas operacionais, gastos de capital, investimentos e custos de importação aumentarão. Como a maioria das nossas receitas é denominada em reais, a menos que aumentemos os preços dos nossos produtos para refletir a depreciação do real, nossa geração de caixa relativa à nossa capacidade de serviço da dívida poderá diminuir.

Além disso, um valor substancial da dívida vencerá durante os próximos cinco anos; uma parte dela poderá ser refinanciada por meio da emissão de uma nova dívida. Se refinanciarmos as obrigações vencidas com uma dívida recentemente contratada, poderemos contrair uma despesa de juros adicional.

Em 31 de dezembro de 2017, 49% do nosso endividamento total consistia em dívida de taxa flutuante. Em geral, não celebramos contratos de derivativos ou instrumentos financeiros semelhantes, nem fazemos outros acordos com terceiros, para nos protegermos do risco de aumento da taxa de juros. Se essas taxas flutuantes aumentarem, poderemos incorrer em despesas adicionais. Além disso, à medida que refinanciarmos nossa dívida existente nos próximos anos, o *mix* do nosso endividamento poderá mudar, especificamente em relação à proporção de taxas de juros fixas e flutuantes, à proporção de dívida em curto e em longo prazo e às moedas em que nossa dívida é denominada ou às quais é indexada. Alterações que afetam a composição da nossa dívida e provocam aumentos nas taxas de juros em curto ou longo prazo poderão aumentar os pagamentos do serviço de dívida, o que poderia ter um efeito adverso em nossos resultados operacionais e condição financeira.

Nosso compromisso de cumprir as obrigações do nosso plano de pensão (“Petros”) e dos benefícios de plano de saúde (“AMS”) poderá ser maior do que a projeção atual, e podemos ser obrigados a efetuar aportes adicionais de recursos para o Petros.

Os critérios usados para determinar os compromissos relacionados aos benefícios de plano de pensão e saúde baseiam-se em estimativas e premissas financeiras e atuariais a respeito (i) do cálculo dos fluxos de caixa em curto e longo prazo projetados e (ii) da aplicação de regras regulamentares internas e externas. Portanto, existem incertezas inerentes ao uso de estimativas que poderão resultar em diferenças entre o valor previsto e o efetivo valor realizado. Para saber mais sobre o Petros e o AMS, consulte o Item 6. “Conselheiros, Alta Administração e Funcionários – Funcionários e Relações Trabalhistas – Plano de Pensão e de Saúde” e o Item 5. “Revisão e Prospectos Operacionais e Financeiros – Políticas Contábeis Críticas e Estimativas – Pensão e outros benefícios pós-aposentadoria”.

Além disso, os ativos financeiros detidos pela Fundação Petros para cobrir as obrigações de pensão estão sujeitos aos riscos inerentes à administração de investimentos e tais ativos poderão não gerar os retornos necessários para cobrir as responsabilidades relevantes, caso em que poderão ser exigidos aportes extraordinários de nossa parte, enquanto patrocinador e dos participantes.

Esses riscos poderão resultar em aumento nos nossos passivos e afetar negativamente os resultados operacionais e nossos negócios. Consulte a Nota Explicativa 22 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter mais informações sobre os benefícios concedidos a empregados incluindo planos de pensão e saúde.

Estamos expostos aos riscos de crédito de alguns dos nossos clientes e aos riscos associados de inadimplência. Qualquer falta de pagamento ou execução significativa por parte de alguns dos nossos clientes poderia afetar negativamente nosso fluxo de caixa, os resultados operacionais e nossa condição financeira.

Alguns dos nossos clientes poderão se deparar com restrições financeiras ou problemas de liquidez que poderiam ter um efeito negativo significativo na capacidade de honrarem seus créditos. Problemas financeiros graves encontrados pelos nossos clientes poderiam limitar nossa capacidade de receber valores que nos são devidos, ou de impor o cumprimento das obrigações que nos são devidas nos termos das disposições contratuais.

Por exemplo, em 31 de dezembro de 2017, algumas subsidiárias da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras nos deviam US\$ 5.247 milhões segundo contratos de fornecimento de energia. Em 2017 e 2016, reconhecemos uma provisão para créditos de liquidação duvidosa do setor de energia elétrica isolada na região norte do Brasil, no valor de US\$ 250 milhões e US\$ 307 milhões, respectivamente, principalmente para cobrir determinados recebíveis devidos por subsidiárias da Eletrobras. Para saber mais sobre nossos direitos creditórios comerciais no setor de energia elétrica, consulte a Nota Explicativa 8.4 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Além disso, muitos dos nossos clientes financiam suas atividades por meio de seu fluxo de caixa operacional e da contração de dívida em curto e longo prazo. O declínio dos resultados financeiros e das condições econômicas no Brasil e a diminuição resultante dos fluxos de caixa, combinados com uma falta de financiamento de dívida ou capital para nossos clientes, poderá nos afetar, uma vez que muitos dos nossos clientes são brasileiros e poderão apresentar liquidez significativamente reduzida, bem como limitação na capacidade de efetuar pagamentos ou de cumprir as obrigações para conosco. Isso poderia resultar em uma diminuição em nossos fluxos de caixa operacionais, e pode também reuzir ou restringir a demanda futura dos nossos clientes por nossos produtos e serviços, o que pode ter um efeito adverso em nossos resultados operacionais e condição financeira.

Riscos de Conformidade, Legais e Regulatórios

Estamos expostos a comportamentos incompatíveis com nossos padrões de ética e conformidade. A falha em detectar ou remediar esses comportamentos em tempo hábil poderá ter um efeito adverso significativo em nossos resultados operacionais e condições financeiras.

No passado, alguns dos nossos gerentes seniores e empresas contratadas realizaram atividades fraudulentas que são incompatíveis com nossos padrões de ética e conformidade. Apesar de termos adotado medidas para identificar, monitorar, mitigar e remediar essas ações, estamos sujeitos ao risco de que nosso corpo gerencial, funcionários, empresas contratadas ou qualquer pessoa que esteja fazendo negócios conosco possa se envolver em atividade fraudulenta, corrupção ou suborno, ou possa contornar ou sobrepor nossos controles internos e procedimentos ou se apropriar indevidamente ou manipular nossos ativos para vantagem pessoal ou profissional própria, em nosso detrimento. Este risco é exacerbado pelo fato de termos um grande número de contratos complexos e de alto valor com fornecedores locais e estrangeiros, assim como pela distribuição geográfica das nossas operações e pela grande variedade das contrapartes envolvidas em nossos negócios.

Nossos negócios, inclusive o relacionamento com terceiros, são orientados por princípios éticos. Adotamos um Código de Ética, um Guia de Conduta e várias políticas internas foram desenhadas para orientar nosso corpo gerencial, funcionários e contratados, a fim de reforçar nossos princípios e regras para comportamento ético e conduta profissional. Para informações adicionais sobre nosso Código de Ética, consulte o Item 16B. “Código de Ética”. Oferecemos um canal de denúncia externo, supervisionado pela nossa Ouvidoria Geral, para funcionários, contratados e outros terceiros. Consulte o Item 6. “Conselheiros, Alta Administração e Funcionários – Ouvidoria”.

Para nós, é difícil assegurar que nossos cerca de 185.000 funcionários e contratados irão agir de acordo com nossos princípios éticos. Qualquer falha (real ou percebida) em seguir esses princípios ou cumprir as obrigações regulatórias ou de governança aplicáveis poderia prejudicar nossa reputação, limitar nossa capacidade de obter financiamento e ter um efeito adverso significativo em nossos resultados operacionais e condições financeiras.

No passado, nossa administração identificou fraquezas materiais em nossos controles internos sobre relatórios financeiros. Embora a administração tenha concluído que nossos controles internos sobre relatórios financeiros eram efetivos em 31 de dezembro de 2017, estamos sujeitos ao risco de que nossos controles se tornem inadequados no futuro por causa de mudanças nas condições ou por conta da deterioração no grau de conformidade com nossas políticas e procedimentos.

Nossa administração identificou algumas fraquezas materiais em nossos controles internos sobre relatórios financeiros nos últimos anos. Consequentemente, em virtude das fraquezas materiais identificadas, ela concluiu que nossos controles internos sobre relatórios financeiros não eram eficazes em 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2016. Desenvolvemos e implementamos várias medidas para corrigir essas fraquezas materiais; e a nossa administração concluiu que os controles internos sobre relatórios financeiros eram eficazes em 31 de dezembro de 2017. Todavia, em virtude das limitações inerentes, os controles internos sobre relatórios financeiros poderão não evitar ou detectar distorções de informações. Também é difícil projetar a eficácia dos controles internos sobre relatórios financeiros para períodos futuros, pois nossos controles poderão se tornar inadequados por causa de mudanças nas condições ou porque nosso grau de conformidade com as políticas ou procedimentos poderá se deteriorar.

Qualquer falha em manter os controles internos sobre relatórios financeiros poderia afetar adversamente nossa capacidade de divulgar os resultados financeiros em períodos futuros com precisão e em tempo hábil, assim como de arquivar os formulários e documentos requeridos pelas autoridades governamentais, inclusive a SEC. Ademais, poderemos ser incapazes de detectar erros de contabilidade em nossos relatórios financeiros e não podemos ter certeza de que, no futuro, fraquezas materiais adicionais não existirão ou que serão descobertos em tempo hábil. Qualquer uma dessas ocorrências poderá afetar negativamente nossos negócios e operações, além de gerar reações negativas no mercado, possivelmente resultando em um declínio no preço das nossas ações, ADSs e títulos de dívida.

As investigações em andamento da SEC e do DoJ a respeito da possibilidade de não conformidade com a “U.S. Foreign Corrupt Practices Act” podem nos afetar de maneira adversa. Violações desta ou de outras leis poderão nos obrigar a pagar multas e expor a nós e nossos funcionários a sanções penais e ações civis.

Em novembro de 2014, recebemos uma intimação da SEC solicitando alguns documentos e informações a nosso respeito relacionados, dentre outros fatores, à Operação Lava Jato, e a quaisquer alegações referentes à violação da “U.S. Foreign Corrupt Practices Act”. O DoJ está realizando um inquérito semelhante; e a investigação interna e os inquéritos relacionados do governo a respeito desses assuntos ainda estão em andamento. Apesar de estarmos cooperando plenamente com essas investigações, existe um risco de expansão do escopo das investigações ou de que as autoridades decidam fazer acusações civis ou criminais ou que possa haver outros acontecimentos desfavoráveis em relação a tais investigações. Esses acontecimentos desfavoráveis poderiam nos impactar negativamente e desviar os esforços e a atenção do nosso corpo gerencial, das operações dos nossos negócios. Em linha com a resolução das investigações da SEC ou do DoJ, ou de qualquer outra investigação realizada por outra autoridade, poderemos ser obrigados a pagar multas, ou outras medidas financeiras, ou receber liminares ou ordens relativas à conduta futura ou sofrer outras penalidades, sendo que qualquer uma delas poderia ter um efeito adverso significativo sobre nós. Também é possível que informações adicionais que sejam prejudiciais a nós e aos nossos interesses venham à luz no decorrer das investigações de corrupção em andamento por parte das autoridades brasileiras. Consulte o Item 8. “Informações Financeiras – Processos Judiciais”.

Nossa metodologia para estimar os pagamentos excessivos incorretamente capitalizados, descobertos no contexto da Operação Lava Jato, envolve algum grau de incerteza. Se vierem à luz, no futuro, informações adicionais substanciais que façam com que nossas estimativas de avaliações dos nossos ativos pareçam, numa análise retrospectiva, terem sido significativamente subestimadas ou superestimadas, poderá ser necessária uma reformulação das nossas demonstrações financeiras, além de poder ter um efeito adverso significativo em nossos resultados operacionais e condições financeiras e poder afetar o valor de mercado dos nossos valores mobiliários.

Em decorrência das descobertas da Operação Lava Jato, no terceiro trimestre de 2014, demos baixa em US\$ 2.527 milhões nos nossos ativos, representando valores pagos excessivamente na aquisição de propriedades, plantas e equipamentos em anos anteriores.

Consulte a Nota Explicativa 3 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e o Item 5. “Revisão e Prospectos Operacionais e Financeiros – Políticas Contábeis Críticas e Estimativas – Metodologia de Estimativa para Determinar a Baixa de Pagamentos Excessivos Incorretamente Capitalizados” para obter informações adicionais sobre a Operação Lava Jato, sobre os pagamentos excessivos cobrados por determinadas empresas contratadas e nossos fornecedores e sobre a nossa metodologia para estimar a sobreavaliação dos nossos ativos.

Concluimos que parte dos nossos custos incorridos para a construção de propriedades, plantas e equipamentos resultaram de cobranças excessivas pelas contratadas e fornecedores, que atuavam por meio de cartel, e que, por conta disso, não deveriam ter sido contabilizados em nossos custos históricos de ativo imobilizado. Como é impraticável identificar os períodos e valores específicos dos pagamentos excessivos que efetuamos, consideramos todas as informações disponíveis para determinar o impacto dos pagamentos excessivos que nos foram cobrados. Consequentemente, a fim de contabilizar estes pagamentos excessivos, desenvolvemos uma metodologia para estimar o valor agregado pago excessivamente a fim de determinar o valor da baixa contábil relativa à sobreavaliação dos nossos ativos em decorrência do esquema de pagamento.

A Operação Lava Jato ainda está em andamento e ainda pode levar um montante significativo de tempo até que os procuradores federais brasileiros concluam as investigações. Em decorrência disso, poderão vir à luz, no futuro, informações adicionais substantivas que façam com que nossas estimativas de pagamentos excessivos pareçam, em retrospecto, ter sido significativamente baixas ou altas, o que poderá exigir a reformulação das nossas demonstrações financeiras a fim de reajustar as baixas contábeis que representam a sobreavaliação dos nossos ativos reconhecidos nas demonstrações financeiras consolidadas provisórias referentes ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2014.

Acreditamos que utilizamos a metodologia e as premissas mais adequadas para determinar os valores dos pagamentos excessivos incorretamente capitalizados de acordo com as informações disponíveis para nós; porém,

nossa metodologia de estimativa envolve algum grau de incerteza. Não pode haver nenhuma garantia de que as baixas contábeis que representam a sobreavaliação dos nossos ativos, determinadas de acordo com a nossa metodologia de estimativa e reconhecidas nas nossas demonstrações financeiras consolidadas provisórias referentes ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2014, não são subestimadas ou superestimadas. Caso sejamos obrigados a baixar contabilmente custos históricos adicionais do nosso ativo imobilizado ou a reverter baixas reconhecidas anteriormente em nossas demonstrações financeiras, isso poderia afetar o valor total dos nossos ativos e poderia nos sujeitar à publicidade negativa, rebaixamentos da classificação de crédito ou outros eventos materiais negativos, o que poderia ter um efeito adverso significativo em nossos resultados operacionais e condições financeiras, além de afetar o valor de mercado dos nossos valores mobiliários. Para obter informações adicionais, consulte o Item 5. “Revisão e Prospectos Operacionais e Financeiros – Políticas Contábeis Críticas e Estimativas – Baixa – para pagamentos excessivos incorretamente capitalizados” e a Nota Explicativa 3 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Poderemos sofrer perdas e gastar tempo e recursos financeiros com a defesa de litígios e arbitragens pendentes.

No momento, estamos envolvidos em diversos processos judiciais relacionados a ações civis, administrativas, tributárias, trabalhistas, ambientais e corporativas impetradas contra nós. Estas ações envolvem quantias substanciais de dinheiro e outros recursos. Várias disputas individuais representam uma parte significativa da quantia total de ações contra nós. Consulte o Item 8. “Informações Financeiras – Processos Judiciais” e a Nota Explicativa 30 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas incluídas neste relatório anual a fim de obter uma descrição dos processos judiciais aos quais estamos sujeitos.

Caso as ações que envolvem um valor significativo e para as quais não temos provisões sejam decididas contra nós, ou caso as perdas estimadas acabem sendo significativamente maiores do que as provisões feitas, o custo agregado das decisões desfavoráveis poderá ter um efeito adverso significativo em nossos resultados operacionais e condições financeiras. Também poderemos estar sujeitos a litígios e processos administrativos relacionados às nossas concessões e outras autorizações do governo, o que poderia resultar na revogação de tais concessões e autorizações do governo. Além disso, nosso corpo gerencial poderá ser forçado a dedicar seu tempo e atenção à defesa de tais ações, o que poderia impedi-lo de se concentrar em nossos negócios principais. Dependendo do resultado, um litígio poderia causar restrições em nossas operações e ter um efeito adverso significativo em alguns dos nossos negócios.

Ademais, funcionários e sindicatos entraram com ações contra nós a fim de requerer a revisão do método adotado para calcular a complementação da Remuneração Mínima por Nível e Regime (RMNR). As ações envolvem valores substanciais de dinheiro e os custos decorrentes de decisões desfavoráveis poderão ter um efeito adverso em nossos resultados operacionais e condições financeiras.

Poderemos nos deparar com processos civis adicionais relacionados à Operação Lava Jato.

Estamos sujeitos a uma série de processos civis relacionados à Operação Lava Jato, incluindo a Ação Coletiva de Valores Mobiliários Consolidados (“Class Action”) e 13 Ações Individuais Pendentes (definidas na Nota Explicativa 30.4.1 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e no Item 8. “Informações Financeiras – Processos Legais – Ação Coletiva”) perante o Tribunal Distrital dos Estados Unidos para o Distrito Sul de Nova York (“SDNY”). Consulte o Item 8. “Informações Financeiras – Processos Legais” e a Nota Explicativa 30.4 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para uma descrição do litígio referente à ação coletiva de valores mobiliários nos Estados Unidos e outros processos civis. Como detalhado no Item 8. “Informações Financeiras – Processos Legais” e na Nota Explicativa 30.4 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, nosso Conselho de Administração aprovou acordos para resolver a Ação Coletiva de Valores Mobiliários Consolidados (“Class Action”), que ainda está sujeita à aprovação do SDNY, assim como acordos para resolver várias das Ações Individuais. Em 2017, fizemos uma provisão de US\$ 3.449 milhões para refletir a resolução alcançada na Ação Coletiva de Valores Mobiliários Consolidados (incluindo os impostos retidos na fonte esperados). Também fizemos uma provisão de US\$ 448 milhões para refletir Ações Individuais Resolvidas e Ações Individuais Pendentes em estágios avançados de negociações, dos quais US\$ 76 milhões foram provisionados em 2017 e US\$ 372 milhões em 2016.

As Ações Individuais Pendentes envolvem questões extremamente complexas que estão sujeitas a incertezas substanciais e dependem de uma série de fatores. Exceto conforme estabelecido acima, a possível perda ou a gama de perdas, se houver, decorrente das Ações Individuais Pendentes não pode ser estimada e,

consequentemente, não fizemos provisões a respeito desses litígios. Caso estes litígios sejam decididos contra nós ou caso celebremos acordos para resolver tais questões, talvez tenhamos que pagar valores substanciais. Dependendo do resultado, estes litígios também poderiam causar restrições em nossas operações e ter um efeito adverso significativo em alguns dos nossos negócios. Continuaremos nos defendendo vigorosamente em todas as Ações Individuais Pendentes.

Atualmente, também estamos envolvidos em ações coletivas iniciadas na Holanda e em processos arbitrais e judiciais iniciados no Brasil, todos os quais estão em suas fases iniciais. Em cada caso, os processos foram impetrados por investidores que compraram nossas ações negociadas na B3 (“Bolsa de Valores Oficial do Brasil”) ou outros valores mobiliários emitidos por nós fora dos Estados Unidos, alegando perdas e danos causados por fatos relevados na Operação Lava Jato. Além disso, a EIG Management Company apresentou uma representação contra nós em 23 de fevereiro de 2016 relacionada à sua aplicação na Sete Brasil Participações, S.A., ou Sete Brasil, também decorrente das alegações relacionadas à Operação Lava Jato.

É possível que, no futuro, outras representações ou ações adicionais relacionadas à Operação Lava Jato sejam apresentadas nos Estados Unidos, no Brasil ou em qualquer outro local contra nós. Também é possível que mais informações prejudiciais a nós e aos nossos interesses venham à luz no decorrer das investigações de corrupção em andamento por parte das autoridades brasileiras. Nosso corpo gerencial poderá ser forçado a dedicar seu tempo e atenção à defesa de tais ações, o que poderia impedi-lo de se concentrar em nossos negócios principais.

Interpretações divergentes das normas fiscais ou alterações nas políticas tributárias poderiam ter um efeito adverso em nossa condição financeira e nos resultados operacionais.

Estamos sujeitos a regras e normas fiscais que poderão ser interpretadas de forma diferente ao longo do tempo ou que poderão ser interpretadas de forma diferente por nós e pelas autoridades fiscais brasileiras (inclusive autoridades federais, estaduais e municipais); sendo que ambos os casos poderiam causar um impacto financeiro nos nossos negócios. Em 2017, por exemplo, reconhecemos encargos materiais relacionados às regularizações de determinados passivos fiscais (consulte as Notas Explicativas 21.2 e 21.3 da nossa demonstração financeira auditada referente ao período findo em 31 de dezembro de 2017). Apesar de não terem sido antecipados, esses encargos estão relacionados à resolução de disputas referentes às normas fiscais que permitiram a resolução de determinadas contingências fiscais por um valor reduzido. Em alguns casos, após esgotarmos todos os recursos administrativos associados a uma contingência fiscal, recursos adicionais deverão ser interpostos nos tribunais judiciais. Para apelarmos, poderá ser necessária a oferta de uma garantia aos tribunais judiciais, como o depósito de valores equivalentes ao possível passivo fiscal adicionado dos juros e multas acumulados. Em alguns desses casos, a resolução da questão poderá ser uma opção mais favorável para nós.

No futuro, poderemos enfrentar situações semelhantes em que nossa interpretação de uma norma fiscal poderá diferir da interpretação das autoridades fiscais ou, ainda, as autoridades fiscais poderão contestar nossa interpretação o que poderá fazer com que tenhamos provisões e encargos não previstos. Além disso, a resolução de uma disputa fiscal poderá causar um impacto mais amplo em outras disputas fiscais. Mudanças na interpretação ou interpretações divergentes das normas fiscais, assim como nossa decisão de resolver quaisquer ações relacionadas a tais normas, poderiam ter um efeito adverso significativo em nossas condições financeiras e nos resultados operacionais.

Diferenças nas interpretações e novas exigências regulatórias por parte das agências em nosso setor poderão resultar na necessidade de aumento de investimentos, despesas e custos operacionais ou poderão causar atrasos na produção.

Nossas atividades estão sujeitas à regulação e à supervisão por agências reguladoras, incluindo a ANP. Questões como políticas de conteúdo local, procedimentos para a unitização de áreas, definição de preços de referência para o cálculo de *royalties* e participação governamental, entre outras, estão sob o controle da ANP.

Alterações nas normas aplicáveis a nós, como também diferenças de interpretação entre nós e as agências reguladoras do nosso setor, poderão ter um efeito adverso significativo em nossa condição financeira e resultados operacionais. Por exemplo, entramos com quatro arbitragens na ICC contra a decisão da ANP de unificar campos de petróleo não conectados pertencentes a nós (Lula e Cernambi; Baúna e Piracaba; Tartaruga Verde e Tartaruga Mestiça; e Parque das Baleias). Como resultado, nos foi concedida uma decisão preventiva

favorável nos processos de arbitragem estabelecidos perante a ANP em relação ao Parque das Baleias, que trata da possibilidade de unificação dos campos. Entretanto, continuaremos discutindo os méritos legais da unificação dos campos do Parque das Baleias perante o tribunal arbitral, que corresponde à diferença em participação especial entre o segundo trimestre de 2014 e o quarto trimestre de 2017, no valor de US\$ 2,4 bilhões. Para obter mais informações, consulte o Item 8. “Informações Financeiras – Processos Judiciais – Outros Processos Judiciais”.

Qualquer diferença futura na interpretação entre nós e essas agências reguladoras poderá afetar significativamente nossos resultados operacionais, uma vez que tais interpretação afetam diretamente as premissas econômicas e técnicas que orientam nossas decisões de investimentos. Em particular, não há nenhuma garantia de que não estamos sujeitos a uma avaliação da ANP em relação às exigências de conteúdo local ou outras decisões que afetem nossos negócios.

Estamos sujeitos à concessão de novas licenças e autorizações ambientais que poderão resultar em atrasos na entrega de alguns dos nossos projetos e em dificuldades para atingir nossos objetivos de produção de petróleo bruto e gás natural.

Nossas atividades estão sujeitas à (e dependem da) concessão de novas licenças e autorizações ambientais por uma grande variedade de leis federais, estaduais e municipais, a respeito da proteção da saúde e segurança dos seres humanos e do meio ambiente, tanto no Brasil quanto em outras jurisdições em que operamos. À medida que os regulamentos ambientais, de saúde e de segurança se tornam cada vez mais complexos, é possível que nossos esforços para cumprir tais leis e normas aumentem substancialmente no futuro.

Não podemos garantir que os cronogramas e orçamentos planejados dos nossos projetos não serão afetados pelos procedimentos internos do órgão regulador ou que as licenças e autorizações relevantes serão emitidas em tempo hábil. Isso poderia afetar nossos objetivos de produção de petróleo bruto e gás natural, influenciando negativamente nossos resultados operacionais e condição financeira. Por exemplo, em abril de 2017, embora a unidade de produção P-66 estivesse pronta para funcionar no Campo de Lula, no pré-sal da Bacia de Santos, a implementação desse projeto foi atrasada até a emissão da licença operacional aplicável pela autoridade federal do meio ambiente (IBAMA).

O Contrato de Cessão Onerosa que celebramos com o governo federal brasileiro é uma transação entre partes relacionadas sujeita à revisão de preço no futuro.

Em 2010, celebramos um Contrato de Cessão Onerosa com o governo federal brasileiro, nosso acionista controlador, para obter direitos de exploração e produção de petróleo e gás para áreas específicas do pré-sal, sujeitos a uma produção máxima de cinco milhões de boe. No momento em que o Contrato de Cessão Onerosa foi negociado, o preço do contrato inicial pago por nós baseou-se em um preço do petróleo bruto Brent presumido de aproximadamente US\$ 80 por barril. Todavia, o Contrato de Cessão Onerosa inclui provisões para uma revisão subsequente de alguns dos seus termos, inclusive do preço que pagamos pelos direitos adquiridos, volume máximo, maturidade e porcentagens de conteúdo local.

As negociações com o governo federal brasileiro para revisar o Contrato de Cessão Onerosa começaram em dezembro de 2013 e ainda estão em andamento. Assim que o processo de revisão for concluído em conformidade com os termos do Contrato de Cessão Onerosa, se o preço do contrato revisado for superior ao preço do contrato inicial, nós efetuaremos um pagamento adicional ao governo federal brasileiro ou reduziremos a quantidade de barris de equivalente em petróleo, conforme o Contrato de Cessão Onerosa.

Não sabemos quando a negociação será concluída nem podemos assegurar que os termos do novo acordo serão favoráveis para nós, o que poderia afetar negativamente nossos resultados operacionais e financeiros. Consulte o Item 4. “Informações sobre a Empresa – Exploração e Produção da Bacia de Santos – Contrato de Cessão Onerosa”, o Item 10. “Contratos Significativos – Contrato de Cessão Onerosa – Produção Adicional nas Áreas do Contrato de Cessão Onerosa” e a Nota Explicativa 12.3 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter mais informações.

Operações com partes relacionadas poderão não ser devidamente identificadas e tratadas.

Em geral, as transações com partes relacionadas fazem parte dos negócios de empresas de grande porte. Para obter mais informações sobre nossas transações entre partes relacionadas, consulte o Item 7. “Principais

Acionistas e Transações entre Partes Relacionadas – Transações entre Partes Relacionadas”. Essas transações precisam seguir as normas do mercado e gerar benefícios mútuos. Os processos decisórios relacionados a essas transações precisam ser objetivos e documentados. Além disso, devemos cumprir as regras de concorrência e divulgação adequada de informações, em conformidade com a legislação aplicável e tal como determinado pela CVM e pela SEC. Uma falha eventual em nosso processo de identificação e resolução dessas situações poderá afetar negativamente nossa condição econômica e financeira, assim como levar a avaliações regulamentares por parte das agências.

As interpretações divergentes e os muitos regulamentos ambientais, de saúde e de segurança e normas do setor, que estão se tornando mais rigorosos, poderão resultar em aumento dos gastos operacionais e de capital e em diminuição da produção.

Nossas atividades estão sujeitas a normas do setor e melhores práticas em evolução, uma grande variedade de leis, normas e exigências de autoridades federais, estaduais e municipais, a respeito da proteção da saúde, segurança e do meio ambiente, tanto no Brasil quanto em outras jurisdições em que operamos. Além disso, estamos sujeitos a leis ambientais que nos obrigam a contrair custos significativos para cobrir todos os danos que um projeto poderá causar ao meio ambiente. Esses custos adicionais poderão causar um impacto negativo na lucratividade dos projetos que pretendemos implementar ou poderão tornar esses projetos economicamente inviáveis. Consulte o Item 4. “Informações sobre a Empresa – Regulamentação do Setor de Petróleo e Gás no Brasil – Normas Ambientais”.

À medida que os regulamentos ambientais, de saúde e de segurança se tornam mais rigorosos com a evolução das normas do setor, e conforme as novas leis e normas relacionadas às mudanças climáticas (incluindo controles de carbono) se tornam aplicáveis a nós, é possível que nossos dispêndios de capital e aplicações para o cumprimento dessas leis e normas e das normas do setor aumentem substancialmente no futuro. Qualquer aumento substancial nos gastos para a conformidade com normas ambientais, de saúde ou segurança, redução nos investimentos estratégicos e diminuição significativa em nossa produção decorrente de desligamentos não planejados poderão ter um efeito adverso significativo em nossos resultados operacionais e condição financeira.

Poderemos ser obrigados por lei a garantir o fornecimento de produtos ou serviços a contrapartes inadimplentes.

Somos uma empresa controlada pelo governo federal, com operações em todo o Brasil. Assim, poderemos ser obrigados, pelos tribunais brasileiros, a fornecer produtos e serviços a clientes, bem como a instituições públicas e privadas, com a finalidade de garantir o abastecimento para o mercado nacional de petróleo, mesmo em situações em que esses clientes e instituições não tenham cumprido suas obrigações contratuais ou legais. Esse fornecimento em situações excepcionais poderá afetar negativamente nossa situação financeira.

Riscos Relacionados à Nossa Estratégia

Nosso programa de desinvestimentos depende de fatores externos que poderiam impedir a implementação com sucesso.

Nosso Plano para 2018-2022 inclui, entre outras iniciativas, um programa de desinvestimentos que contempla parcerias e a venda de US\$ 21 bilhões em ativos no período 2017-2018, com o objetivo de melhorar nossa posição de liquidez em curto prazo (aumentando nosso saldo de caixa) e de permitir a nossa desalavancagem. Para obter mais informações sobre nosso fluxo de caixa, consulte o Item 5. “Revisão e Prospectos Operacionais e Financeiros – Liquidez e Recursos de Capital – Fontes dos Fundos – Nosso Fluxo de Caixa”. Todavia, fatores externos – como o declínio constante dos preços do petróleo, flutuações na taxa de câmbio, deterioração das condições econômicas brasileiras e globais, crise política e decisões judiciais no Brasil, entre outros – poderão reduzir ou impedir oportunidades de vendas para nossos ativos ou afetar o preço pelo qual podemos vendê-los, forçando-nos a alterar os termos do nosso programa de desinvestimentos.

No período 2015-2016, não conseguimos implementar com sucesso todas as metas do nosso programa de desinvestimentos, em virtude de decisões administrativas e judiciais. A incapacidade de implementar nosso programa de desinvestimentos com sucesso poderá afetar negativamente nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira, inclusive nos expondo potencialmente a restrições de liquidez em curto e

médio prazo. Além disso, a venda de ativos estratégicos no âmbito do nosso programa de desinvestimentos resultará em diminuição dos fluxos de caixa das operações, o que poderia afetar negativamente nossas perspectivas de crescimento operacional em longo prazo e, conseqüentemente, nossos resultados operacionais em médio e longo prazo. Para obter mais informações, consulte o Item 8. “Informações Financeiras – Processos Judiciais – Processos Judiciais e Procedimento Preliminar no TCU – Desinvestimentos” e a Nota Explicativa 10 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Muitos dos nossos projetos e operações são realizados em parcerias, que poderão não ter o desempenho esperado, afetando negativamente nossos resultados.

Em nosso Plano para 2018-2022, pretendemos estabelecer parcerias para reduzir os riscos nas atividades de exploração e produção, refino, transporte, logística, distribuição e comercialização. Nos casos em que não somos a operadora, temos influência e controle limitados sobre o comportamento, o desempenho e os custos da operação de tais negócios em conjunto ou associações. Apesar de não termos controle, ainda poderíamos estar expostos aos riscos associados a tais operações, inclusive riscos à reputação, de litígio (em que poderia haver responsabilidade solidária) e de sanção do governo, o que poderia ter um efeito adverso significativo em nossas operações, fluxo de caixa e condição financeira.

Por exemplo, nossos parceiros ou membros de um negócio em conjunto poderão não conseguir cumprir suas obrigações financeiras ou de outra natureza, ameaçando a viabilidade do projeto relevante. Nos casos em que somos a operadora de um negócio em conjunto, os outros parceiros ainda poderiam vetar ou bloquear algumas decisões, o que poderia nos prejudicar de forma geral.

A seleção e o desenvolvimento dos nossos projetos de investimentos envolvem riscos que poderão afetar os nossos resultados operacionais originalmente esperados.

Temos diversas oportunidades de projeto em nossa carteira de investimentos. Como a maioria dos projetos é caracterizada por um longo período de desenvolvimento, poderemos nos deparar com mudanças nas condições de mercado, como alterações nos preços, no perfil de demanda e nas preferências dos consumidores, nas taxas de câmbio e nas condições de financiamento de projetos, que poderão comprometer nossa taxa de retorno esperada para tais projetos.

Além disso, enfrentamos riscos específicos para projetos de petróleo e gás. Apesar da nossa experiência na exploração e na produção de petróleo em águas profundas e em águas ultraprofundas e do desenvolvimento contínuo de estudos durante as fases de planejamento, a quantidade e a qualidade do petróleo produzido em um campo específico serão totalmente conhecidas somente nas fases de implantação e operação, o que poderá exigir ajustes no ciclo de vida do projeto.

Tampouco estamos imunes aos riscos em potencial decorrentes de problemas na contratação de bens e serviços e nas relações com fornecedores, parceiros, governos e representantes locais. Todos esses fatores podem afetar nossos negócios e resultados operacionais.

Nossos projetos e operações poderão afetar as expectativas e as dinâmicas das comunidades onde atuamos, e ser por elas afetados, causando impacto em nossos negócios, reputação e imagem.

Como parte da nossa política, respeitamos os direitos humanos e mantemos relações responsáveis com as comunidades locais situadas onde atuamos. No entanto, os vários locais onde atuamos estão expostos a uma grande variedade de questões relacionadas à instabilidade política, social e econômica, assim como a atos intencionais, como desvio ilegal, crime, roubo, sabotagem, terrorismo, barricadas e protestos. Não podemos controlar as mudanças na dinâmica local e nas expectativas das comunidades onde atuamos e estabelecemos nossos negócios. Os impactos sociais que resultam das nossas decisões e atividades diretas e indiretas – especialmente em relação a desinvestimentos – e desentendimentos com essas comunidades e governos locais poderão afetar o cronograma ou o orçamento dos nossos projetos, impedir nossas operações por causa de ações judiciais em potencial, causar um impacto financeiro negativo e prejudicar nossa reputação e imagem.

O desempenho das empresas licenciadas a usar nossa marca poderá afetar negativamente nossa imagem e reputação.

Em nosso Plano para 2018-2022, pretendemos continuar fazendo desinvestimentos e parcerias. Algumas dessas transações poderão envolver o licenciamento da nossa marca para futuros compradores e parceiros. Recentemente, em consonância com nosso Plano para 2018-2022, vendemos nossas empresas de distribuição na Argentina e no Chile e licenciamos nossa marca para um período específico após a transferência do controle das operações para os compradores. Quando um licenciado tem o direito de exibir nossa marca em produtos, serviços e comunicações, as partes interessadas podem vê-lo como um representante ou porta-voz legítimo. Falhas, acidentes, erros na execução dos negócios, crises ambientais, escândalos de corrupção e uso indevido da nossa marca, entre outros fatores, por parte dos licenciados, poderão afetar negativamente nossa imagem e reputação.

Temos ativos e investimentos em outros países, onde a situação política, econômica e social poderá afetar negativamente nossos negócios.

Atuamos e temos negócios em vários países, especialmente no Golfo do México, nos Estados Unidos, na América do Sul, na Europa, na Ásia e na África, em áreas onde poderá haver instabilidades políticas, econômicas e sociais. Para obter mais informações sobre nossas operações, consulte o Item 4. “Informações sobre a Empresa – Exploração e Produção”. Nessas regiões, fatores externos poderão afetar negativamente os resultados operacionais e a condição financeira das nossas subsidiárias nestes países, incluindo: (i) a imposição de controles de preço; (ii) a imposição de restrições à exportação de hidrocarboneto; (iii) a flutuação das moedas locais em relação ao real; (iv) nacionalização das nossas reservas de petróleo e gás e dos nossos ativos; (v) aumentos nas alíquotas de imposto de exportação e de renda para o petróleo e derivados de petróleo; e (vi) alterações unilaterais institucionais (governamentais) e contratuais, inclusive controles em investimentos e limitações em projetos novos.

Se ocorrer um ou mais dos riscos acima descritos, poderemos perder parte ou a totalidade das nossas reservas no país afetado e também poderemos não conseguir atingir nossos objetivos estratégicos nesses países ou em nossas operações internacionais como um todo, o que poderá afetar negativamente nossos resultados operacionais e recursos financeiros.

A capacidade de desenvolver, adaptar, acessar novas tecnologias e tirar proveito das oportunidades relacionadas a inovações em transformação digital é fundamental para nossa competitividade.

A indústria do petróleo é caracterizada por uma forte base tecnológica. O desenvolvimento e a acessibilidade de mudanças tecnológicas, assim como a adaptabilidade a elas, são essenciais para nossa competitividade. Caso alguma tecnologia disruptiva seja introduzida no setor petrolífero, mudando os padrões de desempenho, seria importante para nós que tivéssemos acesso a ela, o que poderá afetar nossa competitividade em relação às outras empresas. A transformação digital já é uma parte relevante dos nossos processos e operações. Avanços recentes nas tecnologias de aquisição e análise de dados, conectividade, inteligência artificial, robótica e em outras tecnologias estão mudando as fontes que geram vantagem competitiva. A incapacidade de aproveitar essas oportunidades poderá causar um impacto em nossa competitividade no mercado de petróleo e gás e em nossos objetivos em longo prazo.

Além disso, a disponibilidade de tecnologias que asseguram a manutenção das nossas taxas de reserva e a viabilidade da produção de uma maneira eficiente, assim como o desenvolvimento de novos produtos e processos que respondem a normas ambientais e a novas tendências de mercado, exercem uma função importante para manter nossa competitividade em longo prazo. Nossas operações no pré-sal exigem um desenvolvimento tecnológico contínuo para a exploração, a produção e a redução contínua do custo, o que afeta nossa competitividade no mercado.

As mudanças climáticas poderiam afetar nossos resultados operacionais e nossa estratégia.

As mudanças climáticas oferecem novos desafios e oportunidades para nossos negócios. Normas ambientais mais rigorosas podem resultar na imposição de custos associados às emissões de gases com efeito estufa, seja por meio de exigências das agências ambientais em relação a iniciativas de mitigação ou por meio de outras medidas regulamentares, como tributação para emissões de gases com efeito estufa e a criação, pelo

mercado, de limitações às emissões de gases com efeito estufa que tenham o potencial de aumentar nossos custos operacionais.

Os riscos associados às mudanças climáticas também poderiam se manifestar em dificuldades para acessar o capital por causa de problemas de imagem pública com investidores; mudanças no perfil do consumidor, com redução do consumo de combustíveis fósseis; e transições de energia na economia mundial, como aumento da eletrificação na mobilidade urbana. Esses fatores poderão causar um impacto negativo na demanda pelos nossos produtos e serviços, além de comprometer ou até mesmo prejudicar a implementação e a operação dos nossos negócios, afetando negativamente nossos resultados operacionais e financeiros e limitando algumas das nossas oportunidades de crescimento.

Riscos de Negócios

Estamos expostos aos efeitos das flutuações nos preços do petróleo, gás e derivados de petróleo.

A maior parte da nossa receita no Brasil é proveniente das vendas de derivados de petróleo bruto e, em menor medida, de gás natural. Os preços internacionais do petróleo e dos derivados de petróleo são voláteis; os preços dos nossos produtos são fortemente influenciados pelas condições e expectativas da oferta e da demanda mundiais. É muito provável que a volatilidade e a incerteza nos preços internacionais do petróleo bruto, dos derivados de petróleo e do gás natural se mantenham. Consulte o Item 5. “Revisão e Prospectos Operacionais e Financeiros – Volumes e Preços de Vendas” para obter mais informações sobre a variação dos preços do petróleo, dos derivados de petróleo e do gás. As alterações nos preços do petróleo geralmente resultam em alterações nos preços dos derivados de petróleo e do gás natural.

Em outubro de 2016, nosso Conselho de Administração aprovou uma nova política de preços para o diesel e a gasolina. Para obter mais informações sobre a política de preços atual, consulte o Item 5. “Revisão e Prospectos Operacionais e Financeiros – Volumes e Preços de Vendas”. Como uma das metas da nossa nova política de preços é manter os preços dos combustíveis em paridade com as tendências do mercado internacional, declínios substanciais ou prolongados nos preços internacionais do petróleo bruto poderão ter um efeito adverso significativo em nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira; também poderão afetar o valor das nossas reservas provadas e levar à decisão de cancelar ou ampliar nossos projetos.

No passado, nem sempre ajustávamos nossos preços para refletir a paridade com as tendências do mercado internacional ou refletir a volatilidade na taxa de câmbio. Nossa política de preços é adaptada de tempos em tempos pela nossa administração; não podemos garantir que ela não será alterada no futuro. Caso nossa política de preços mude com base nas decisões do governo federal brasileiro, que é nosso acionista controlador, poderemos ter períodos no futuro durante os quais os preços do diesel e da gasolina não estarão em paridade com os preços internacionais dos produtos (consulte “– Riscos Relacionados à Nossa Relação com o Governo Federal Brasileiro – O governo federal brasileiro, que é nosso acionista controlador, poderá buscar determinados objetivos macroeconômicos e sociais por nosso intermédio que poderão ter um efeito adverso significativo em nós”). Uma mudança como essa na política poderia ter um efeito adverso significativo em nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

Flutuações no mercado, relacionadas à instabilidade política, atos de terrorismo, conflito armado e guerra em várias regiões do mundo, poderão ter um efeito adverso significativo em nossos negócios.

Recentemente, fatores de risco geopolítico ganharam mais destaque no mundo. Eventos como a crescente tensão entre os Estados Unidos e outros países, o agravamento do conflito na Síria e os ataques terroristas e movimentos políticos na Europa indicam a crescente possibilidade de que novos eventos possam vir a ocorrer que afetem, direta ou indiretamente, mercados relacionados ao setor petrolífero, o que poderia afetar negativamente nossos negócios e resultar em perdas substanciais.

Acontecimentos no setor de petróleo e gás, além de outros fatores, resultaram, e poderão resultar, em baixas substanciais do valor contábil líquido de alguns dos nossos ativos, o que poderia afetar adversamente nossos resultados operacionais e condição financeira.

Avaliamos anualmente – ou com uma frequência maior, quando as circunstâncias exigem – o valor contábil líquido dos nossos ativos em busca de uma possível redução ao valor recuperável. Nossos testes de

recuperabilidade de ativos (*impairment*) são feitos por comparação do valor contábil líquido 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 inferior ao seu valor contábil líquido, será reconhecida uma perda por *impairment* para reduzir o valor contábil líquido ao valor recuperável.

Alterações no ambiente econômico, regulatório, comercial ou político no Brasil ou em outros mercados onde atuamos, como o recente declínio significativo nos preços internacionais do petróleo bruto e do gás, a desvalorização do real e o menor crescimento econômico projetado no Brasil, assim como alterações nas condições de financiamento, como deterioração da percepção de risco e das taxas de juros, para tais projetos, entre outros fatores, poderão afetar as estimativas originais de lucratividade dos nossos projetos. Para obter informações sobre a redução ao valor recuperável (*impairment*) de alguns dos nossos ativos, consulte o Item 5. “Revisão e Prospectos Operacionais e Financeiros – Resultados Operacionais – 2017 em comparação com 2016”, o Item 5. “Revisão e Prospectos Operacionais e Financeiros – Resultados Operacionais – 2016 em comparação com 2015”, o Item 5. “Revisão e Prospectos Operacionais e Financeiros – Políticas Contábeis Críticas e Estimativas” e as Notas Explicativas 5.2 e 14 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Outros acontecimentos no ambiente econômico, no setor de petróleo e gás e outros fatores poderiam resultar em mais encargos substanciais de redução ao valor recuperável, afetando negativamente nossos resultados operacionais e condição financeira.

A manutenção dos nossos objetivos de longo prazo para a produção de petróleo depende da nossa capacidade de obter e desenvolver reservas de petróleo com sucesso.

Nossa capacidade de manter nossos objetivos de longo prazo para a produção de petróleo depende muito da capacidade de desenvolver com sucesso nossas reservas existentes, além de obter reservas adicionais. O desenvolvimento dos reservatórios consideráveis em águas profundas e águas ultraprofundas, incluindo os reservatórios do pré-sal que foram licenciados e concedidos a nós pelo governo federal brasileiro, exigiu e continuará exigindo investimentos significativos de capital. Consulte o Item 4. “Informações sobre a Empresa – Exploração e Produção” e “Informações sobre a Empresa – Reservas Adicionais e Informações sobre a Produção” para obter mais informações sobre os investimentos de capital necessárias para a exploração e a produção. Não podemos garantir que teremos ou seremos capazes de obter, no prazo esperado, recursos suficientes e o financiamento necessário para explorar os reservatórios em águas profundas e águas ultraprofundas que foram licenciados e concedidos a nós ou que poderão ser licenciados e concedidos a nós no futuro.

Nossa capacidade de obter reservas adicionais depende de atividades de exploração, o que nos expõe aos riscos inerentes da perfuração, e poderão não levar à descoberta de reservas comercialmente produtivas de petróleo bruto ou gás natural. Muitas vezes, a perfuração de poços produz resultados incertos. Vários fatores fora do nosso controle (como condições inesperadas de perfuração, falhas ou incidentes com equipamentos e escassez ou atrasos na disponibilidade de plataformas de perfuração e na entrega de equipamentos) poderão fazer com que as operações de perfuração sejam abreviadas, atrasadas ou canceladas. Ademais, o aumento da concorrência no setor de petróleo e gás no Brasil e nossas próprias restrições de capital poderão tornar mais difícil ou cara a obtenção de áreas adicionais em rodadas de licitação para novas concessões, assim como a exploração das concessões existentes.

Além disso, nossa capacidade de manter os objetivos de longo prazo para a produção de petróleo também depende, em parte, da realização de projetos e operações de grande porte conjuntamente ou em parceria com outras empresas de petróleo e gás. Se nós ou nossos parceiros não conseguirmos ou não formos capazes de cumprir com as respectivas obrigações de pagamento no âmbito dos acordos contratuais aplicáveis, a viabilidade de determinado projeto poderá ser ameaçada, resultando no atraso ou no cancelamento daquele projeto. Isso poderia gerar sanções regulatórias ao negócio em conjunto ou parceria relevante, um aumento ou diluição da nossa participação em tal projeto ou nossa saída de tal projeto; qualquer uma dessas alternativas poderia ter um efeito adverso significativo em nossos resultados operacionais e condição financeira. Esses fatores poderiam nos impedir de participar de outras rodadas de licitação no futuro e limitar a exploração futura. Talvez não sejamos capazes de manter nossos objetivos de longo prazo para a produção do petróleo se não realizarmos atividades de exploração e desenvolvimento bem-sucedidas das nossas grandes reservas em tempo hábil.

Nossas estimativas de reservas de petróleo bruto e gás natural envolvem algum grau de incerteza, o que poderia afetar negativamente nossa capacidade de geração de renda.

Nossas reservas provadas de petróleo bruto e gás natural estabelecidas neste relatório anual são as quantidades estimadas de petróleo bruto e gás natural que os dados geológicos e de engenharia demonstram, com uma certeza razoável, que podem ser recuperadas dos reservatórios conhecidos nas condições econômicas e operacionais existentes (ou seja, preços e custos na data em que a estimativa foi feita), de acordo com as normas aplicáveis. As estimativas de reservas apresentadas baseiam-se em premissas e interpretações, que incluem incertezas e contingências fora do nosso controle. Se os dados geológicos e de engenharia que usamos para medir nossas reservas não estiverem corretos, elas poderão ser significativamente menores do que as atualmente indicadas nas estimativas de volume da nossa carteira e divulgadas pelas empresas de certificação. Revisões substanciais para menos em nossas estimativas de reservas poderiam resultar em uma produção menor no futuro, o que poderia ter um efeito adverso em nossos resultados operacionais e condição financeira. Para obter mais informações relacionadas às nossas estimativas de petróleo bruto e gás natural, consulte o Item 4. “Informações sobre a Empresa – Reservas Adicionais e Informações sobre a Produção”, o Item 5. “Revisão e Prospectos Operacionais e Financeiros – Políticas Contábeis Críticas e Estimativas” e “Nota 5.1 e Informações complementares sobre a Exploração e a Produção de Petróleo e Gás” das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Não possuímos nenhuma das acumulações de petróleo bruto e gás natural no subsolo no Brasil.

Segundo a legislação brasileira, o governo federal brasileiro possui todas as acumulações de petróleo bruto e gás natural no subsolo no Brasil, enquanto a concessionária possui o petróleo e o gás que produz a partir dessas acumulações no subsolo, conforme os acordos aplicáveis celebrados com o governo federal brasileiro. Por sermos concessionária de alguns campos de petróleo e gás natural no Brasil, nós temos o direito exclusivo de desenvolver os volumes de petróleo bruto e gás natural inclusos em nossas reservas, em conformidade com o acordo de concessão e outros acordos. Para obter mais informações, consulte o Item 4. “Informações sobre a Empresa – Regulamentação do Setor de Petróleo e Gás no Brasil – Regime de Concessão para Petróleo e Gás”.

O acesso às reservas de petróleo bruto e gás natural é essencial para a contínua produção e a geração de receita de uma companhia de petróleo e gás. Nossa capacidade de geração de receita seria negativamente afetada se o governo federal brasileiro restringisse ou nos impedisse de explorar tais reservas de petróleo bruto e gás natural.

Riscos Relacionados ao Brasil e à Nossa Relação com o Governo Federal Brasileiro

O governo federal brasileiro, que é nosso acionista controlador, poderá buscar determinados objetivos macroeconômicos e sociais por nosso intermédio que poderão ter um efeito adverso significativo sobre nós.

Nosso Conselho de Administração é composto por um mínimo de sete e um máximo de dez membros, eleitos na assembleia geral anual para um mandato de até dois anos, com um máximo de três reeleições consecutivas permitidas. A maioria das nomeações de candidatos para nosso Conselho de Administração depende de designação do governo federal, que é nosso acionista controlador.

No Brasil, eleições ocorrem a cada quatro anos. Mudanças dos representantes eleitos poderão resultar na alteração dos membros do nosso Conselho de Administração nomeados pelo acionista controlador, o que poderá afetar a gestão da nossa estratégia de negócios e diretrizes.

Além disso, o governo federal brasileiro poderá buscar alguns dos seus objetivos macroeconômicos e sociais por nosso intermédio. A legislação brasileira exige que o governo federal brasileiro possua a maioria do nosso capital votante. Enquanto isso acontecer, ele terá o poder de eleger a maioria dos membros do nosso Conselho de Administração e, por meio deles, a maior parte dos diretores responsáveis pela nossa gestão no dia a dia. Consequentemente, é possível, que participemos de atividades que dão preferência aos objetivos do governo federal brasileiro ao invés dos nossos próprios objetivos econômicos e de negócios.

Nesse sentido, poderemos fazer investimentos, incorrer em custos e realizar vendas a partes ou segundo termos que talvez tenham um efeito adverso em nossos resultados operacionais e condição financeira. Em particular, talvez tenhamos de auxiliar o governo federal brasileiro a garantir que a oferta e o preço do petróleo bruto e dos derivados de petróleo no Brasil cumpram as exigências brasileiras de consumo. No passado, nem

sempre ajustávamos nossos preços para refletir a paridade com tendências do mercado internacional ou refletir a volatilidade na taxa de câmbio. Nossa política de preços é adaptada de tempos em tempos pela nossa administração; não podemos garantir que ela não será alterada no futuro.

Nosso orçamento de investimentos planejados está sujeito à aprovação do governo federal brasileiro; se a aprovação dos nossos investimentos planejados não for obtida, nossas operações e condição financeira poderão ser negativamente afetadas.

Por sermos uma empresa estatal federal, estamos sujeitos a algumas regras que limitam nossos investimentos e precisamos apresentar nosso orçamento anual proposto ao MPDG e ao MME. Após a revisão dessas autoridades governamentais, o Congresso brasileiro precisa aprovar nosso orçamento anual. O orçamento aprovado poderá reduzir ou alterar os investimentos propostos e a contração de novas dívidas; talvez não consigamos obter um financiamento que não exija aprovação do governo federal brasileiro. Por conseguinte, talvez não sejamos capazes de fazer todos os investimentos projetados, inclusive os que concordamos em fazer a fim de expandir e desenvolver nossos campos de petróleo bruto e gás natural, o que poderá afetar negativamente nossos resultados operacionais e condição financeira.

A fragilidade do desempenho da economia brasileira, a instabilidade no ambiente político, as mudanças regulatórias e a percepção dessas condições pelos investidores poderão afetar negativamente os resultados das nossas operações e nosso desempenho financeiro, tendo um efeito adverso significativo sobre nós.

Nossas atividades concentram-se fortemente no Brasil. As políticas econômicas do governo federal brasileiro poderão ter efeitos importantes nas empresas brasileiras, inclusive em nós, e nas condições de mercado e nos preços dos valores mobiliários brasileiros. Nossa condição financeira e resultados operacionais poderão ser negativamente afetados pelos fatores a seguir e pela resposta do governo federal brasileiro a eles:

- movimentos e volatilidade na taxa de câmbio;
- inflação;
- financiamento dos déficits fiscais do governo;
- instabilidade de preços;
- taxas de juros;
- liquidez dos mercados nacionais de capital e empréstimos;
- política fiscal;
- política regulatória para o setor de petróleo e gás, inclusive política de preços e exigências de conteúdo local;
- alegações de corrupção contra partidos políticos, políticos eleitos ou outros funcionários públicos, incluindo alegações feitas em relação à Operação Lava Jato; e
- outros acontecimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos no Brasil ou que afetam o Brasil.

A incerteza sobre se o governo federal brasileiro implementará mudanças na política ou nas normas que possam afetar algum dos fatores mencionados acima ou outros fatores no futuro, poderá gerar incerteza econômica no Brasil e aumentar a volatilidade do mercado brasileiro de valores mobiliários e dos valores mobiliários emitidos no exterior por empresas brasileiras, o que talvez tenha um efeito adverso significativo em nossos resultados operacionais e condição financeira.

Historicamente, o cenário político no país influenciou o desempenho da economia brasileira e as crises políticas afetaram a confiança dos investidores e do público em geral, o que resultou em crise econômica e aumento da volatilidade nos valores mobiliários emitidos no exterior por empresas brasileiras. As autoridades brasileiras nos descreveram publicamente como vítima da suposta conduta ilegal identificada durante a Operação Lava Jato. Todavia, qualquer evolução na Operação Lava Jato (previsível e imprevisível) poderia ter um efeito adverso significativo na economia brasileira e em nossos resultados operacionais e condição financeira.

Historicamente, o Brasil apresentou altas taxas de inflação, especialmente antes de 1995. A inflação – assim como os esforços do governo para combatê-la – teve efeitos negativos significativos na economia do país. Mais recentemente, as taxas de inflação foram de 2,95% em 2017, 6,29% em 2016, 10,67% em 2015 e 6,41% em 2014, conforme medido pelo IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo), compilado pelo IBGE. O

Brasil poderá enfrentar altos níveis de inflação no futuro e o governo brasileiro poderá introduzir políticas a fim de reduzir as pressões inflacionárias, o que poderia ter o efeito de reduzir o desempenho geral da economia brasileira. Algumas dessas políticas poderão afetar nossa capacidade de acessar o capital estrangeiro ou diminuir nossa capacidade de executar os futuros planos de negócios e gestão, especialmente para os projetos que dependem de parceiros estrangeiros.

Muitas vezes, as medidas do governo brasileiro para controlar a inflação incluíram a manutenção de uma política monetária rigorosa com taxas elevadas de juros para o real. Essas políticas contribuíram para limitar o tamanho e a atratividade dos mercados locais de dívida, exigindo que mutuários como nós buscassem financiamento em moeda estrangeira nos mercados de capitais internacionais. Enquanto houver incerteza econômica no Brasil, que diminui nossa capacidade de obter financiamento externo em termos favoráveis, o mercado brasileiro local poderá ser insuficiente para satisfazer nossas necessidades de financiamento, o que, por sua vez, poderá ter um efeito adverso significativo em nós.

Além disso, o Brasil vem sofrendo uma desaceleração econômica desde 2011, que culminou em aumento de 1,0% no produto interno bruto (PIB) em 2017. As taxas de crescimento do PIB foram de -3,6% em 2016, -3,8% em 2015, 0,5% em 2014, 3,0% em 2013 e 1,9% em 2012 (segundo a revisão do PIB divulgada pelo IBGE). Nossos resultados operacionais e condição financeira foram – e continuarão sendo – afetados pela taxa de crescimento do PIB no Brasil, porque uma parte substancial dos nossos derivados de petróleo é vendida no país. Não podemos garantir que o PIB aumentará ou permanecerá estável no futuro. A evolução futura da economia brasileira poderá afetar as taxas de crescimento do Brasil e, por conseguinte, o consumo dos nossos derivados de petróleo. Conseqüentemente, essa evolução poderia prejudicar nossos resultados operacionais e condição financeira.

Alegações de corrupção política contra membros do governo brasileiro poderiam criar instabilidade econômica e política.

No passado, membros do governo federal e do poder legislativo brasileiro enfrentaram alegações de corrupção política. Conseqüentemente, diversos políticos, incluindo altos funcionários federais e deputados, demitiram-se ou foram presos. No momento, políticos eleitos e outros funcionários públicos no Brasil estão sendo investigados por alegações de conduta antiética e ilegal identificada durante a Operação Lava Jato, realizada pelo Ministério Público Federal. Desconhece-se o possível resultado dessas investigações, mas elas já causaram um impacto adverso na imagem e na reputação das empresas implicadas (inclusive nós), além do impacto adverso na percepção geral de mercado da economia brasileira. Esses processos, suas conclusões ou outras alegações de conduta ilícita poderiam ter efeitos adversos adicionais na economia do país. Tais alegações poderão levar a uma maior instabilidade ou novas alegações contra funcionários do governo brasileiro e outras pessoas poderão surgir no futuro, podendo ter um efeito adverso significativo em nós. Não podemos prever o resultado de tais alegações nem seus efeitos na economia brasileira.

Riscos Relacionados às Nossas Ações e Títulos de Dívida

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

Nossas ações estão entre as mais líquidas negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo (B3); em geral, porém, os mercados brasileiros de valores mobiliários são menores, mais voláteis e menos líquidos do que os principais mercados de valores mobiliários dos Estados Unidos e de outras jurisdições e poderão ser regulados de forma diferente daquela com a qual os investidores dos Estados Unidos estão habituados. Fatores que poderão afetar especificamente os mercados acionários brasileiros são capazes de limitar a capacidade dos titulares de ADSs de vender as ações ordinárias ou preferenciais subjacentes às nossas ADSs pelo preço e no momento desejados.

O mercado para títulos de dívida da PGF poderá não ser líquido.

Algumas das notas da PGF não estão listadas em bolsas de valores nem são cotadas por meio de um sistema de cotação automatizada. Atualmente, a maioria das notas da PGF está listada na Bolsa de Valores de Nova York e na Bolsa de Valores de Luxemburgo, sendo negociada no mercado NYSE Euronext e Euro MTF (Multilateral Trading Facility), respectivamente, embora a maior parte da negociação de notas da PGF ocorra no

mercado de balcão. A PGF pode emitir novas notas que podem ser listadas em mercados diferentes da NYSE e da Bolsa de Valores de Luxemburgo e negociadas em mercados diferentes do mercado NYSE Euronext e Euro MTF. Não podemos oferecer nenhuma garantia quanto à liquidez dos mercados de negociação para notas da PGF. Não podemos garantir que os titulares de notas da PGF conseguirão vender suas notas no futuro. Se não surgir um mercado para as notas da PGF, os titulares de notas da PGF talvez não consigam revender as notas por um período de tempo prolongado, ou nunca.

Os titulares das nossas ADSs talvez não consigam exercer direitos de preferência a respeito das ações ordinárias ou preferenciais subjacentes às ADSs.

Os titulares de ADSs que são residentes dos Estados Unidos talvez não consigam exercer os direitos de preferência relacionados às ações ordinárias ou preferenciais subjacentes às nossas ADSs se não existir uma declaração de registro no âmbito da Lei de Valores Mobiliários (“Securities Act”) no que diz respeito a esses direitos ou se estiver disponível uma isenção das exigências de registro da Lei de Valores Mobiliários (“Securities Act”). Como não somos obrigados a apresentar uma declaração de registro a respeito das ações ordinárias ou preferenciais relacionadas a esses direitos de preferência, é possível que não apresentemos nenhuma declaração de registro. Se uma declaração de registro não for apresentada e não existir uma isenção de registro, o Bank of New York Mellon, na função de depositário, tentará vender os direitos de preferência e os titulares de ADSs estarão autorizados a receber os proventos da venda. Entretanto, os direitos de preferência expirarão se o depositário não conseguir vendê-los. Para ler uma descrição completa dos direitos de preferência referentes às ações ordinárias ou preferenciais, consulte o Item 10. “Informações Adicionais – Memorando e Contrato Social – Direitos de Preferência”.

Se trocarem suas ADSs por ações ordinárias ou preferenciais, os titulares das nossas ADSs correrão o risco de perder a capacidade de remeter moeda estrangeira ao exterior em tempo hábil e de ser privados das vantagens fiscais brasileiras.

O custodiante brasileiro das nossas ações ordinárias ou preferenciais subjacentes às ADSs precisa obter um certificado de registro do Banco Central do Brasil para ter o direito de remeter dólares dos Estados Unidos ao exterior para pagamentos de dividendos e outras distribuições relacionados às nossas ações preferenciais e ordinárias ou no momento da disposição das ações ordinárias ou preferenciais. Tais remessas no âmbito de um programa de ADR estão sujeitas a um tratamento fiscal específico no Brasil que poderá ser mais favorável a um investidor estrangeiro em comparação com a remessa de ganhos originados de valores mobiliários adquiridos diretamente pelo investidores nos mercados de ações regulamentados brasileiros. Portanto, um investidor que optar por trocar ADSs pelas ações ordinárias ou preferenciais subjacentes poderá estar sujeito a um tratamento fiscal menos favorável sobre os ganhos relacionados a essas aplicações.

A conversão de ADSs diretamente em titularidade das ações ordinárias ou preferenciais subjacentes é regida pela Resolução Nº 4.373 do CMN. Os investidores estrangeiros que pretendem fazer isso precisam nomear um representante no Brasil para os fins do Anexo I da Resolução Nº 4.373 do CMN, que ficará encarregado de manter e atualizar os certificados de registro dos investidores junto ao Banco Central do Brasil, que autoriza investidores estrangeiros registrados a comprar e vender diretamente na B3. Esses acordos poderão exigir despesas adicionais do investidores estrangeiro. Além disso, se tais representantes não conseguirem obter ou atualizar os certificados de registro relevantes, os investidores poderão contrair despesas adicionais ou estar sujeitos a atrasos operacionais que poderiam afetar sua capacidade de receber dividendos ou distribuições relacionados às ações ordinárias ou preferenciais ou ao retorno do capital em tempo hábil.

O certificado de registro do custodiante ou qualquer registro de capital estrangeiro diretamente obtido por esses titulares poderá ser afetado por futuras alterações legislativas ou regulamentares. Não podemos garantir a esses titulares que restrições adicionais aplicáveis a eles, à disposição das ações ordinárias ou preferenciais subjacentes ou à repatriação dos proventos do processo não serão impostas no futuro.

Os titulares das nossas ADSs poderão ter dificuldades para proteger seus interesses.

Nossos assuntos corporativos são regidos pelo nosso estatuto social e pela Lei das Sociedades por Ações brasileira, que diferem dos princípios legais que seriam aplicados se fôssemos incorporada em uma jurisdição nos Estados Unidos ou em outro local fora do Brasil. Além disso, os direitos de um titular de ADS, que são derivativos dos direitos dos titulares das nossas ações ordinárias ou preferenciais, conforme o caso, a proteger seus interesses

são diferentes no âmbito da Lei das Sociedades por Ações brasileira em comparação com as leis de outras jurisdições. As regras contra *insider trading* e *self-dealing* e a preservação dos interesses dos acionistas no Brasil também poderão ser diferentes dos Estados Unidos. Além disso, a estrutura de uma ação coletiva no Brasil é diferente dos Estados Unidos. Segundo a lei brasileira, os acionistas de empresas brasileiras não têm base para entrar com uma ação coletiva; segundo nossos estatutos, eles precisam arbitrar tais disputas, geralmente a respeito de disputas referentes a regras sobre o funcionamento dos mercados de capitais. Consulte o Item 10. “Informações Adicionais – Memorando e Contrato Social – Resolução de Disputas”.

Somos uma empresa estatal constituída conforme as leis do Brasil; todos os nossos conselheiros e diretores residem no Brasil. Substancialmente todos os nossos ativos e os ativos dos nossos conselheiros e diretores situam-se no Brasil. Por conseguinte, os titulares de ADSs talvez não consigam enviar citações e intimações judiciais a nós ou aos nossos conselheiros e diretores dentro dos Estados Unidos ou outras jurisdições fora do Brasil e tampouco impor, a nós ou aos nossos conselheiros e diretores, acórdãos obtidos nos Estados Unidos ou outras jurisdições fora do Brasil. Uma vez que os acórdãos de tribunais dos Estados Unidos para responsabilidades civis baseados nas leis federais de valores imobiliários dos EUA só poderão ser impostos no Brasil se determinadas exigências forem cumpridas, os titulares de ADSs poderão enfrentar dificuldades maiores para proteger seus interesses em ações contra nós ou nossos conselheiros e diretores do que aconteceria com os acionistas de uma sociedade incorporada em um estado ou outra jurisdição dos Estados Unidos.

Os titulares das nossas ADSs não têm os mesmos direitos de voto que nossos acionistas. Além disso, os titulares de ADSs que representam ações preferenciais não têm direitos de voto.

Os titulares das nossas ADSs não têm os mesmos direitos de voto que os titulares das nossas ações. Os titulares das nossas ADSs possuem os direitos contratuais estabelecidos para seu benefício nos acordos de depósito. Para exercer direitos de voto, os titulares de ADSs fornecem instruções ao depositário ao invés de participar de assembleias de acionistas ou votar por outros meios disponíveis aos acionistas. Na prática, a capacidade de um titular de ADSs de instruir o depositário em relação ao voto dependerá da ocasião e dos procedimentos para fornecer instruções ao depositário, seja diretamente ou por meio do custodiante do titular e do sistema de compensação.

Ademais, uma parcela das nossas ADSs representa nossas ações preferenciais. Segundo a lei brasileira e nosso estatuto social, os titulares de ações preferenciais não têm o direito de votar em assembleias de acionistas. Isso significa, entre outras coisas, que os titulares de ADSs que representam ações preferenciais não têm o direito de votar em decisões ou transações empresariais importantes. Consulte o Item 10. “Informações Adicionais – Memorando e Contrato Social – Direitos de Voto”.

Seríamos forçados a pagar somente em reais os acórdãos de tribunais brasileiros que fazem cumprir nossas obrigações no âmbito da garantia relacionada às notas da PGF.

Se processos fossem instaurados no Brasil a fim de fazer cumprir nossas obrigações a respeito da garantia relacionada às notas da PGF, seríamos obrigados a cumprir nossas obrigações somente em reais. Segundo os controles cambiais brasileiros, uma obrigação de pagar valores denominados em moeda diferente do real, a recolher no Brasil conforme uma decisão de um tribunal do país, será cumprida em reais à taxa de câmbio em vigor na data do pagamento, tal como determinado pelo Banco Central do Brasil.

A constatação de que estamos sujeitos às leis de falência dos Estados Unidos e de que a garantia por nós executada constituiu uma transferência fraudulenta poderia fazer com que os titulares de notas da PGF perdessem sua demanda legal contra nós.

A obrigação da PGF de efetuar pagamentos sobre suas notas é respaldada pela nossa obrigação no âmbito da garantia correspondente. Fomos informados, pela nossa assessoria jurídica externa nos Estados Unidos, de que a garantia é válida e executável em conformidade com as leis do estado de Nova York e dos Estados Unidos. Além disso, fomos informados, pela nossa assessoria jurídica, de que as leis do Brasil não impedem que a garantia seja válida, vinculativa e executável contra nós em conformidade com seus termos. Se as leis federais de transmissão fraudulenta ou leis semelhantes dos Estados Unidos forem aplicadas à garantia e nós, no momento em que firmamos a garantia relevante:

- estivéssemos ou estivermos insolventes ou declarados como insolventes em decorrência de firmar tal garantia;
- estivéssemos ou estivermos envolvidos em negócios ou transações para os quais os ativos que permanecem conosco constituem um capital exageradamente pequeno; ou
- pretendêssemos contrair ou contraímos (ou acreditássemos ou acreditamos que contrairíamos) dívidas além da nossa capacidade de pagamento no momento do vencimento; e
- em cada caso, pretendíamos receber ou recebemos menos do que o valor razoavelmente equivalente ou contraprestação justa por isso,

nossas obrigações no âmbito da garantia poderiam ser evitadas ou as demandas relacionadas a esse acordo poderiam ser subordinadas às demandas de outros credores. Entre outras coisas, uma objeção legal à garantia por motivos de transferência fraudulenta poderá se concentrar nos benefícios, se houver, obtidos por nós em decorrência da emissão das notas do PGF. Caso a garantia seja considerada uma transferência fraudulenta ou inexecutável por qualquer outra razão, os titulares das notas da PGF não teriam uma demanda contra nós no âmbito da garantia relevante, mas teriam uma demanda exclusivamente contra a PGF. Não podemos garantir que, após as provisões para todas as demandas anteriores, haverá ativos suficientes para satisfazer as demandas dos titulares de notas da PGF em relação a qualquer parcela evitada da garantia.

Item 4. Informações sobre a Empresa

História e Desenvolvimento

A Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras foi fundada em 1953 como agente exclusiva para realizar as atividades de hidrocarboneto do governo federal brasileiro. Iniciamos nossas operações em 1954 e, desde então, realizamos atividades de produção e refino de petróleo bruto e gás natural no Brasil, em nome do governo. Em 31 de dezembro de 2017, o governo federal brasileiro detinha 28,67% das nossas ações circulantes e 50,26% do nosso capital votante. Consulte o Item 7. “Principais Acionistas e Transações entre Partes Relacionadas – Principais Acionistas”. Nossas ações ordinárias e preferenciais são negociadas na B3 desde 1968 e na NYSE, na forma de ADSs, desde 2000.

Perdemos o direito exclusivo de realizar atividades de petróleo e gás no Brasil quando o Congresso brasileiro alterou a Constituição do país e aprovou posteriormente a Lei Nº 9.478/1997 em 1997. Promulgada como parte de uma ampla reforma na regulamentação do setor de petróleo e gás, essa lei autorizou o governo federal brasileiro a contratar qualquer empresa estatal ou privada para realizar todas as atividades relacionadas ao petróleo, ao gás natural e seus respectivos produtos. A nova lei estabeleceu como modelo regulatório a concessão, encerrou nosso direito exclusivo de realizar atividades relacionadas a petróleo e gás e permitiu a concorrência aberta em todos os aspectos do setor de petróleo e gás no Brasil. Ela também criou uma agência reguladora independente (a ANP) para regular o setor de petróleo, gás natural e combustíveis renováveis no Brasil, assim como criou um ambiente competitivo no setor de petróleo e gás. Consulte o Item 4. “Informações sobre a Empresa – Regulamentação do Setor de Petróleo e Gás no Brasil – Regulamentação dos Preços”.

Após a descoberta de grandes reservatórios no pré-sal na costa brasileira, o Congresso aprovou, em 2010, leis adicionais destinadas a regular as atividades de exploração e produção na área do pré-sal, assim como em outras áreas potencialmente estratégicas que ainda não foram objeto de concessão. Segundo as novas leis, adquirimos do governo federal brasileiro, 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. Além disso, em 02 de dezembro de 2013, com base nessas leis promulgadas em 2010, celebramos nosso primeiro contrato com o governo federal brasileiro no âmbito do regime de partilha de produção para o campo de Libra. Em 29 de novembro de 2016, foi promulgada a Lei Nº 13.365/2016, que não exige mais que sejamos operador nessa área, mas nos concede o direito de preferência para escolhermos ser operador. Não é mais obrigatório que sejamos o operador exclusivo. Consulte o Item 4. “Informações sobre a Empresa – Regulamentação do Setor de Petróleo e Gás no Brasil”, o Item 10. “Informações Adicionais – Contratos Significativos – Contrato de Cessão Onerosa” e o Item 10. “Informações Adicionais – Contratos Significativos – Contratos de Partilha de Produção”.

Atuamos por meio de subsidiárias, empreendimentos controlados em conjunto, operações em conjunto, entidades estruturadas consolidadas e coligadas estabelecidas no Brasil e em muitos outros países. Nossa sede

principal situa-se à Avenida República do Chile, nº 65, CEP 20031-912, Rio de Janeiro, RJ, Brasil; nosso número de telefone é (55-21) 3224-4477; e nosso site é www.petrobras.com.br. As informações contidas em nosso site, que pode ser acessado através de um hiperlink resultante dessa URL, não são e não devem ser consideradas incorporadas neste relatório anual.

Visão Geral do Grupo

Segmentos de Negócios

Somos uma das maiores empresas integradas de petróleo e gás do mundo, com operações principalmente no Brasil, onde somos o participante dominante. Nossos segmentos de negócios atuam durante todo o ano. Em virtude do nosso legado como antiga produtora e fornecedora exclusiva de petróleo bruto e derivados de petróleo no Brasil e nosso compromisso forte e contínuo de encontrar e desenvolver campos de petróleo no país, temos uma grande base de reservas provadas e conduzimos e produzimos a maior parte da produção nacional de petróleo e gás. Em 2017, nossa produtividade média diária de petróleo no país foi de 2,15 mmbbl/d, o que representa 82% da produção total de petróleo no Brasil. A maior parte das nossas reservas provadas nacionais situa-se nas bacias *offshore* adjacentes de Campos e Santos, no sudeste brasileiro. Graças à proximidade delas, podemos otimizar nossa infraestrutura e limitar os custos do desenvolvimento e da produção para novas descobertas. Ademais, adquirimos um conhecimento especial sobre exploração e produção em águas profundas em decorrência dos 47 anos de desenvolvimento das bacias offshore brasileiras. Estamos aplicando o conhecimento técnico adquirido no desenvolvimento da Bacia de Campos à Bacia de Santos, que deverá ser a principal fonte do nosso crescimento futuro em reservas provadas e produção de petróleo.

Em 31 de dezembro de 2017, tínhamos reservas provadas desenvolvidas de petróleo e gás de 5.042,2 mmbbl/d e reservas provadas não desenvolvidas de 4.493,9 mmbbl/d no Brasil. O desenvolvimento dessa grande base de reservas e a exploração das áreas do pré-sal exigiram – e continuarão exigindo – investimentos significativos e o crescimento das nossas operações.

Operamos a maior parte da capacidade de refino no Brasil. Nossa capacidade de refino concentra-se substancialmente no sudeste do Brasil, dentro dos mercados mais populosos e industrializados do país e adjacente às fontes da maioria do nosso petróleo bruto, nas bacias de Campos e de Santos. Nossa capacidade nacional atual de destilação do petróleo bruto é de 2.176 mmbbl/d; o processamento nacional das nossas refinarias em 2017 foi de 1.736 mmbbl/d. Suprimos a demanda por derivados de petróleo por meio de uma combinação planejada de refino nacional de petróleo bruto e importações de derivados de petróleo, buscando a maximização das margens. Também estamos envolvidos na produção de produtos petroquímicos. Distribuímos derivados de petróleo por meio da nossa própria rede de varejo e de atacadistas.

Participamos da maioria dos aspectos do mercado brasileiro de gás natural, inclusive da logística e do processamento do gás natural. Para suprir a demanda interna, processamos o gás natural derivado da nossa produção *onshore* e *offshore* (principalmente dos campos das bacias de Campos, Espírito Santo e Santos), importamos gás natural da Bolívia e, se necessário, importamos GNL através dos nossos terminais de regaseificação. Também participamos do mercado interno de energia principalmente por meio das nossas participações em usinas termelétricas a gás, a óleo combustível e a óleo diesel e em energias renováveis. Além disso, participamos do segmento de fertilizantes.

Fora do Brasil, atuamos em oito países. Na América Latina, nossas operações vão desde exploração e produção até marketing, serviços de varejo e gás natural. Na América do Norte, produzimos petróleo e gás e temos operações de refino nos Estados Unidos. Na África, produzimos petróleo na Nigéria por meio de um empreendimento controlado em conjunto.

Informações abrangentes e tabelas sobre as reservas e a produção são apresentadas no final do Item 4. Consulte “Informações sobre a Empresa – Reservas Adicionais e Informações sobre a Produção”.

Atualmente, nossas atividades dividem-se em cinco segmentos de negócios:

- **Exploração e Produção:** este segmento abrange as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo bruto, LGN (líquido de gás natural) e gás natural no Brasil e no exterior, com o objetivo principal de abastecer nossas refinarias nacionais e vender o petróleo bruto e os derivados

de petróleo excedentes produzidos em suas plantas de processamento de gás natural para os mercados interno e externo. O segmento de E&P também atua por meio de parcerias com outras empresas;

- **Refino, Transporte e Comercialização (Abastecimento):** este segmento abrange as atividades de refino, logística, transporte e comercialização de petróleo bruto e derivados de petróleo no Brasil e no exterior, exportações de etanol, extração e beneficiamento de xisto, além de ter participações em empresas petroquímicas no Brasil;
- **Gás e Energia:** este segmento abrange as atividades de transporte e comercialização de gás natural produzido no Brasil e no exterior, gás natural importado, transporte e comercialização de GNL (gás natural liquefeito), geração e comercialização de eletricidade, além de ter participações em transportadoras e distribuidoras de gás natural e em usinas termelétricas no Brasil, sendo responsável também pelo segmento de fertilizantes;
- **Distribuição:** este segmento abrange as atividades da Petrobras Distribuidora S.A., que vende derivados de petróleo, etanol e gás natural veicular no Brasil. Também inclui a distribuição de operações de derivados de petróleo no exterior (América do Sul); e
- **Biocombustíveis:** este segmento de negócios abrange as atividades de produção de biodiesel e seus coprodutos, assim como as atividades relacionadas ao etanol, através de participações acionárias, da produção e comercialização de etanol, açúcar e da energia elétrica excedente gerada a partir do bagaço de cana-de-açúcar.

Ademais, contamos com um segmento corporativo que tem atividades não atribuídas aos outros segmentos, com destaque para as relacionadas à administração financeira da empresa, despesas gerais corporativas e outras despesas, inclusive despesas atuariais relacionadas aos benefícios de pensão e saúde para funcionários aposentados e seus dependentes. Para obter mais informações a respeito dos nossos segmentos de negócios, consulte as Notas Explicativas 4.2 e 29 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

A tabela abaixo contém as principais informações para cada segmento de negócios em 2017:

	Principais Informações por Segmento de Negócios, 2017							Total do Grupo
	Exploração e Produção	Refino, Transporte e Comercialização	Gás e Energia	Biocombustíveis	Distribuição	Corporativo	Eliminações	
	(US\$, em milhões)							
Receitas de vendas	42.184	67.037	12.374	213	27.567	-	(60.548)	88.827
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda	10.633	6.099	3.018	(57)	802	(18.111)	(387)	1.997
Total de ativos em 31 de dezembro	144.619	51.066	18.555	190	6.121	36.746	(5.931)	251.366
Despesas de Capital e Investimentos de acordo com as premissas de custo do Nosso Plano de Negócios	12.397	1.284	1.127	35	109	132	-	15.084

Aquisições e Desinvestimentos

Como parte do Plano para 2018-2022, nosso programa de parcerias e desinvestimentos pretende melhorar nossa eficiência operacional e retornos sobre o capital, além de gerar caixa adicional para nossos serviços de dívida. O programa de parcerias e desinvestimentos contempla a venda de posições minoritárias, majoritárias ou integrais em algumas das nossas controladas, coligadas e ativos a investidores estratégicos ou financeiros ou por meio de ofertas públicas.

Segundo nossa avaliação interna de ativos considerados para venda conforme o programa de parcerias e desinvestimentos para o período 2017-2018, a meta é receber proventos no valor de US\$ 21 bilhões. Todavia, mudanças nas condições de mercado ou em nossa avaliação dos diferentes negócios, entre outros fatores, poderão afetar as negociações em curso ou a viabilidade de transações em potencial. Além disso, a venda de tais ativos afetará nossos resultados operacionais futuros.

Em 2017 e no início de 2018, concluímos (entre outros) as parcerias e desinvestimentos a seguir.

Data da Assinatura	Data do Fechamento	Transação	Valor Nominal da Transação* (US\$, em bilhões)
22/07/2016	04/01/2017	Venda de 100% da Petrobras Chile Distribución Ltda.	0,5
28/12/2016	03/02/2017	Venda de toda a nossa participação de 45,97% na Guarani S.A.	0,2
23/09/2016	04/04/2017	Venda de 90% do total de ações da Nova Transportadora do Sudeste (NTS), anteriormente pertencentes a nós, uma empresa de transporte de gás natural do sudeste do Brasil**	5,2***
28/02/2017	15/01/2018	Parceria estratégica entre a Petrobras e a Total, incluindo a cessão de 22,5% da participação da Petrobras na área de Iara e a cessão de 35% da participação da Petrobras no Campo de Lapa no Bloco BM-S-9, para a Total. Outros aspectos da Parceria Estratégica estão sujeitos à conformidade com as condições contratuais e legais precedentes.	2,2
14/12/2017	22/12/2017	Petrobras Distribuidora S.A. Oferta Pública de Distribuição Secundária (venda de 28,75% das ações da Petrobras)	1,5
16/02/2018	21/02/2018	Venda da quantia total das nossas ações na São Martinho S.A (6,593%).	0,1
Total			9,7

* Considerando os valores recebidos e os pagamentos futuros relacionados à transação.

** O valor total da transação inclui a liquidação de dívidas.

*** O valor não inclui o ajuste de preço negativo, que equivale a US\$ 0,1 bilhão.

Em 2017 e no início de 2018, recebemos os proventos da venda de ativos no âmbito do nosso programa de parcerias e desinvestimentos, no valor de US\$ 8,9 bilhões, resultantes principalmente (i) da venda da Nova Transportadora do Sudeste; (ii) da aliança estratégica com a Total, incluindo a cessão de direitos nos campos petrolíferos de Iara e Lapa; e (iii) da oferta pública de distribuição secundária da Petrobras Distribuidora S.A.

Para obter mais informações sobre as adjudicações do TCU e outros processos judiciais relacionados ao nosso programa de desinvestimento, consulte o Item 8. “Informações Financeiras – Processos Judiciais – Processos Judiciais e Procedimento Preliminar no TCU – Desinvestimentos”.

Além disso, celebramos acordos em transações que estão aguardando o fechamento, em relação ao nosso programa de parcerias e desinvestimentos. Entre outros, os acordos listados abaixo foram assinados em 2016 e 2017. A conclusão dessas transações está sujeita à conformidade com as condições contratuais e legais precedentes.

Data da Assinatura	Transação	Valor Nominal da Transação* (US\$, em bilhões)
28/12/2016	Venda da Companhia Petroquímica de Pernambuco (“PetroquímicaSuape”) e da Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco (“Citepe”)	0,4
28/02/2017	Venda de 50% na Termobahia S.A., como parte da Parceria Estratégica entre a Petrobras e a Total	***
22/11/2017	Cessão do Campo de Gás de Azulão	0,05
18/12/2017	Parceria Estratégica com a Statoil que inclui: (i) cessão de 25% da participação da Petrobras no campo de Roncador para a Statoil; (ii) acordo de aliança técnica estratégica para cooperação técnica com o objetivo de maximizar o fator de recuperação; (iii) sujeito às exigências regulamentares, uma opção para a Statoil contratar determinada capacidade de beneficiamento de gás natural no Terminal de Cabiúnas (TECAB).	2,9
Total		3,35

* Considerando os valores que serão recebidos no fechamento da transação e nos pagamentos posteriores.

** Considerando a taxa de câmbio de 29 de dezembro de 2017.

*** Valor ainda não anunciado.

A respeito da venda da PetroquímicaSuape e da Citepe, o tribunal do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (“CADE”) aprovou a transação em 07 de fevereiro de 2018, sujeito à celebração de um Acordo de Controle de Concentração (ACC).

A respeito da venda da Liquegás Distribuidora S.A. (Liquegás), o tribunal do CADE desaprovou a compra da Liquegás pela Companhia Ultragaz S.A. A decisão do CADE provocou a rescisão do contrato de venda da Liquegás, que exige que a Companhia Ultragaz S.A. pague uma multa no valor total de US\$ 88 milhões. O pagamento foi efetuado em 13 de março de 2018. No momento, estamos analisando alternativas para o desinvestimento da Liquegás. A venda dela continua em nosso programa de parcerias e desinvestimentos.

Nossos processos de parcerias e desinvestimentos estão sujeitos a um exame judicial minucioso e contínuo no Brasil. Desde 2016, o TCU vem adotando medidas que adiaram vários dos nossos processos. Para obter mais informações sobre as adjudicações do TCU e outros processos judiciais relacionados ao nosso programa de desinvestimentos, consulte o Item 8. “Informações Financeiras – Processos Judiciais – Processos Judiciais e Procedimento Preliminar no TCU – Desinvestimentos”.

Em 15 de dezembro de 2017, nossa controlada Petrobras Distribuidora – líder no segmento de distribuição de combustível no Brasil e listada no Novo Mercado, o principal segmento de governança na B3 – realizou sua oferta pública inicial (IPO) na B3. A IPO atraiu investidores da América Latina, da Europa e dos Estados Unidos. O valor total da oferta foi de US\$ 1.507 milhões. A IPO da Petrobras Distribuidora marcou o retorno da Petrobras Distribuidora aos mercados de capitais.

Iniciativas de Reestruturação e Contratação

Em 2017, nosso Conselho de Administração aprovou mudanças na estrutura organizacional das nossas unidades operacionais, após as mudanças organizacionais implementadas nas unidades não operacionais, que começaram em 2016. Esperamos que as alterações de 2017 provoquem uma redução de 11% em funções gerenciais nas áreas operacionais até 2021. Além disso, essas alterações deverão gerar uma economia de custo de aproximadamente US\$ 9,21 milhões por ano.

A iniciativa tem o objetivo de alinhar nossa estrutura organizacional com nosso ambiente de negócios atual e com o setor atual de petróleo e gás. Como parte dela, também buscamos maximizar a eficiência, manter a continuidade e a integridade operacionais das nossas instalações e obter ganhos por meio da implementação de estruturas enxutas e ágeis.

Alguns exemplos das mudanças implementadas são a redistribuição dos campos de produção entre as unidades operacionais de E&P, o fortalecimento da nossa estrutura organizacional dedicada à gestão de reservatórios e uma redução significativa do número de funções em nossas refinarias.

A respeito das iniciativas de contratação, em 2017, concluímos a implementação do Programa de Melhorias na Gestão da Base de Fornecedores (PGBF), que reestruturou o processo de registro e seleção para a contratação dos nossos fornecedores, tornando a contratação mais competitiva. Os fornecedores, registrados no novo sistema, proporcionam uma segurança maior para nosso processo de contratação.

A Lei Nº 13.303 de 30 de junho de 2016 (“Lei Nº 13.303/16”) introduziu novos processos de licitação e contratação, oferecendo às empresas estatais um período de 24 meses para ajustes. Entretanto, mesmo antes do prazo de 30 de junho de 2018, todos os nossos contratos novos cumprirão a Lei Nº 13.303/16, por meio do novo Regulamento de Licitações e Contratos da Petrobras (RLCP), publicado em 15 de janeiro de 2018, no Diário Oficial da União (DOU). Como mencionado no Artigo 226, o RLCP entrou em vigor na data da sua publicação, tendo efeitos progressivos por Unidade Organizacional, segundo os termos do cronograma de implementação.

Responsabilidade Social

Em março de 2017, aprovamos nossa política de responsabilidade social com o compromisso de respeitar os direitos humanos e o meio ambiente, interagindo de forma responsável com as comunidades próximas e enfrentando os desafios da sustentabilidade do nosso negócio. A fim de melhorar o processo de gerenciamento de risco social, incorporamos, em nossa sistemática de projetos de investimentos, novas exigências para o processo de tomada de decisão, como análise de risco social pelo grupo multidisciplinar. Após essa nova orientação, 22 projetos de investimentos foram avaliados em 2017.

Por meio do nosso programa social e ambiental, reforçamos nosso compromisso com as comunidades próximas, organizações da sociedade civil, setor público e universidades, contribuindo para a conservação do meio

ambiente e também minimizando os riscos sociais relacionados ao nosso negócio. Em 2017, investimos cerca de US\$ 18,8 milhões em 202 projetos sociais e ambientais voluntários. Melhoramos a governança e a conformidade do nosso processo de contratação e renovamos nossa carteira, com um investimento previsto de US\$ 78,3 milhões até 2020, abrangendo 20 estados brasileiros.

Plano para 2018-2022 e Processo de Monitoramento Estratégico

Em dezembro de 2017, nosso Conselho de Administração aprovou o Plano para 2018-2022 e os ajustes propostos pelo nosso processo de monitoramento estratégico.

O Plano para 2018-2022 baseia-se em duas métricas principais – uma de segurança e uma financeira – que norteiam nossas ações estratégicas. Em primeiro lugar, a métrica de segurança é medida como o Total de Acidentes Registráveis por milhão de horas trabalhadas (TAR), o qual desejamos reduzir de 1,4 para 1,0 em 2018. Em segundo lugar, a meta de alavancagem financeira é medida como Dívida Líquida/EBITDA Ajustado e esperamos que esse índice chegue a 2,5 em 2018.

Nosso processo de monitoramento estratégico consiste na avaliação permanente do ambiente de negócios e da implementação do plano, o que permite que ajustes sejam feitos de maneira mais eficiente. O processo gerou ajustes no conjunto de estratégias estabelecidas no plano estratégico aprovado em 2016, resultando em um total de 20 estratégias e incorporando três estratégias novas: (1) a transição para uma economia de baixo carbono; (2) a preparação da companhia para aproveitar oportunidades advindas da transformação digital; e (3) otimização da nossa gestão financeira e de riscos da companhia.

Nosso Plano para 2018-2022 contém cinco princípios fundamentais da nossa visão que se dividem em 20 estratégias, com acompanhamento sistemático, conforme detalhado abaixo.

- *Integração eficiente:* (i) reduzir nosso risco, agregando valor em E&P, Refino, Transporte, Logística, Distribuição e Vendas por administração da carteira ativa por meio de parcerias, aquisições e desinvestimentos; e (ii) reestruturar o segmento de energia elétrica, buscando uma alternativa que maximize o valor para nós.
- *Energia, com enfoque em petróleo e gás:* (i) administrar a carteira exploratória a fim de maximizar o custo-benefício e assegurar a sustentabilidade da produção de petróleo e gás; (ii) administrar os projetos da carteira de E&P de maneira integrada; (iii) otimizar nossa carteira de negócios, afastando-nos inteiramente da produção de biocombustíveis, distribuição de GLP, produção de fertilizantes e interesses petroquímicos, preservando as competências tecnológicas em áreas com potencial de desenvolvimento; e (iv) maximizar a geração de valor na cadeia de gás.
- *Evoluir com a sociedade:* (i) reforçar os controles internos e a governança, assegurando transparência e um sistema eficaz para evitar e combater irregularidades, sem reduzir a agilidade do processo de tomada de decisão; (ii) reparar nossa credibilidade e reforçar nossas relações e reputação junto a todas as partes interessadas, inclusive organismos de controle e supervisão, mantendo um diálogo transparente, respeitoso e proativo; (iii) preparar-nos para um futuro baseado em uma economia de baixo carbono; e (iv) tirar proveito das oportunidades criadas pela transformação digital, aplicando novas tecnologias aos nossos processos e/ou gerando novos processos ou novos negócios, com enfoque na agregação de valor.
- *Companhia determinada a gerar valor:* (i) assegurar o uso disciplinado de capital e retorno aos acionistas em todos os nossos projetos, com alta confiabilidade e previsibilidade na entrega; (ii) maximizar continuamente a produtividade e a redução dos custos em conformidade com as práticas recomendadas internacionais; (iii) administrar o processo de contratação de mercadorias e serviços com enfoque no valor, alinhado com as normas e métricas internacionais, mantendo a flexibilidade em cenários de demanda adversos e voláteis e contribuindo para o desenvolvimento da cadeia como um todo; (iv) promover a administração da nossa força de trabalho em um ambiente de cultura participativa e confiança mútua, com enfoque em resultados que agreguem valor, com segurança, conduta ética, responsabilidade, encorajamento do diálogo, meritocracia, simplicidade e conformidade; (v) fortalecer a administração dos reservatórios a fim de maximizar o valor dos

contratos de E&P em todos os regimes regulatórios, buscando oportunidades de incorporar reservas de modo contínuo; (vi) promover uma política de preço de mercado e maximizar as margens na cadeia de valor; e (vii) otimizar nossa administração financeira e de risco.

- *Capacidade técnica:* (i) assegurar o desenvolvimento constante de competências tecnológicas em áreas com potencial de desenvolvimento, fortalecendo o desempenho dos negócios atuais; (ii) priorizar o desenvolvimento da produção em águas profundas, agindo principalmente em parcerias estratégicas, reunindo conhecimento técnico e tecnológico; e (iii) viabilizar a concepção e a implementação de projetos com baixo preço de equilíbrio do petróleo, de maneira segura e em conformidade com as exigências ambientais.

Exploração e Produção

	Principais Estatísticas de Exploração e Produção		
	2017	2016	2015
	(US\$, em milhões)		
Exploração e Produção:			
Receitas de vendas	42.184	33.675	35.680
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda	10.633	2.055	3.683
Ativo imobilizado	126.487	123.056	109.724
Despesas de Capital e Investimentos de acordo com as premissas de custo do Nosso Plano de Negócios.....	12.397	13.509	19.131

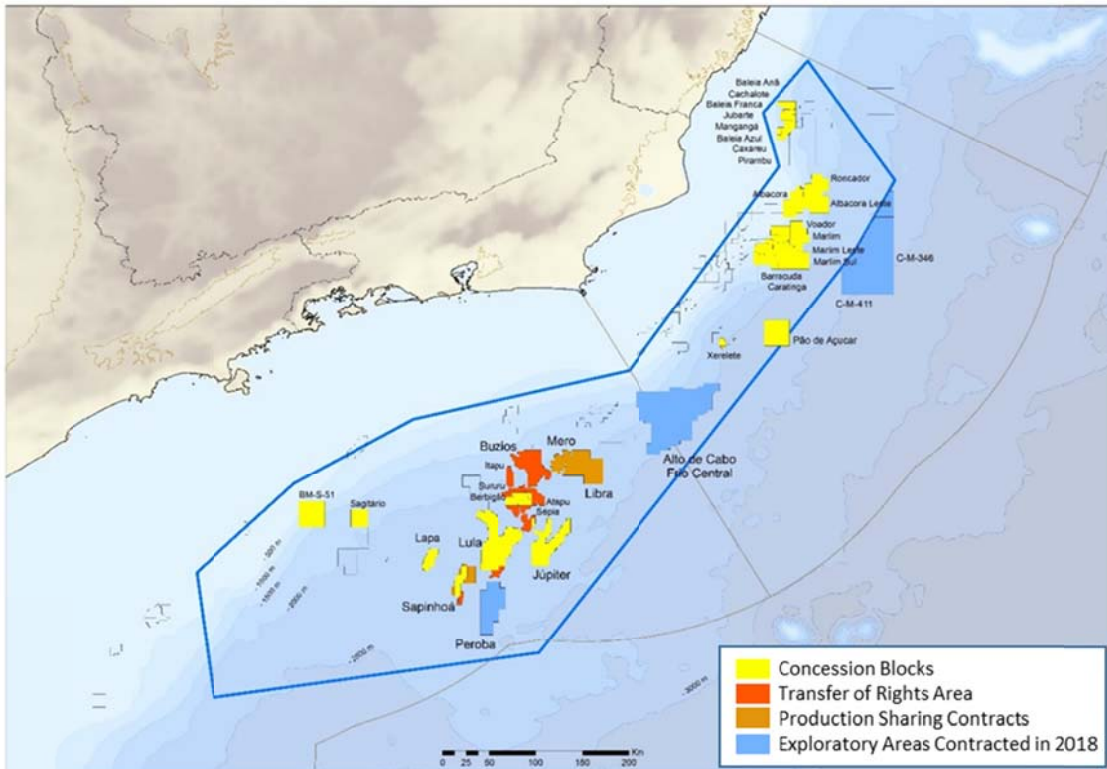
Nossas atividades de exploração e produção de petróleo e gás são os maiores componentes da nossa carteira de investimentos. Nossas atividades concentram-se em reservatórios de petróleo em águas profundas no Brasil. As atividades nacionais representavam 96% da nossa produção mundial em 2017 e eram responsáveis por 98% das nossas reservas mundiais em 31 de dezembro de 2017. Nos últimos cinco anos, aproximadamente 89% da produção total brasileira foi de petróleo.

Os maiores campos de petróleo do Brasil situam-se *offshore*, a maioria deles em águas profundas. Realizamos atividades de exploração e produção *offshore* na Bacia de Campos desde 1971, quando iniciamos a exploração; nossas principais descobertas foram feitas em águas profundas e águas ultraprofundas. Nossa tecnologia e nosso conhecimento criaram uma vantagem competitiva para nós e nos tornamos mundialmente reconhecidos como inovadores na tecnologia necessária para explorar e produzir hidrocarbonetos em águas profundas e ultraprofundas. Em 2017, a produção *offshore* representou 93% da nossa produção no Brasil, enquanto a produção em águas profundas foi responsável por 86% da produção no país.

Historicamente, concentramos nossas atividades de exploração e produção *offshore* em reservatórios de arenitos turbidíticos, localizados principalmente na Bacia de Campos. Em 2006, conseguimos perfurar uma enorme camada de sal na costa brasileira, que se estende da Bacia de Campos à Bacia de Santos. Essa área do pré-sal contém muitos reservatórios grandes de carbonatos com petróleo bem preservado, resultando em uma série de descobertas importantes. A província do pré-sal ocupa uma área de aproximadamente 149.000 km² (36,8 milhões de acres), dos quais temos direitos para produzir em 14% da área total (cerca de 21.424 km² ou 5,3 milhões de acres), por meio da área que nos foi designada nos termos dos Contratos de Concessão, do Contrato de Cessão Onerosa e do Contrato de Partilha de Produção.

Os reservatórios de pré-sal que descobrimos situam-se em águas profundas e águas ultraprofundas, com profundidades totais de até 7.000 metros (22.965 pés). A parte sul da província do pré-sal consiste na Bacia de Santos, onde a camada de sal tem aproximadamente dois quilômetros de espessura. Na parte norte da província do pré-sal, o sal é mais fino e a maior parte do petróleo migrou através do sal para os reservatórios de arenito do pós-sal na Bacia de Campos. Embora parte do petróleo que se formou tenha migrado, ainda fizemos descobertas importantes nos reservatórios de pré-sal da Bacia de Campos, quando perfuramos através das camadas de sal. A maioria do nosso capital atual e futuro será dedicada ao desenvolvimento do petróleo encontrado na província do pré-sal, com ênfase na Bacia de Santos, dado o tamanho e potencial dos seus reservatórios.

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

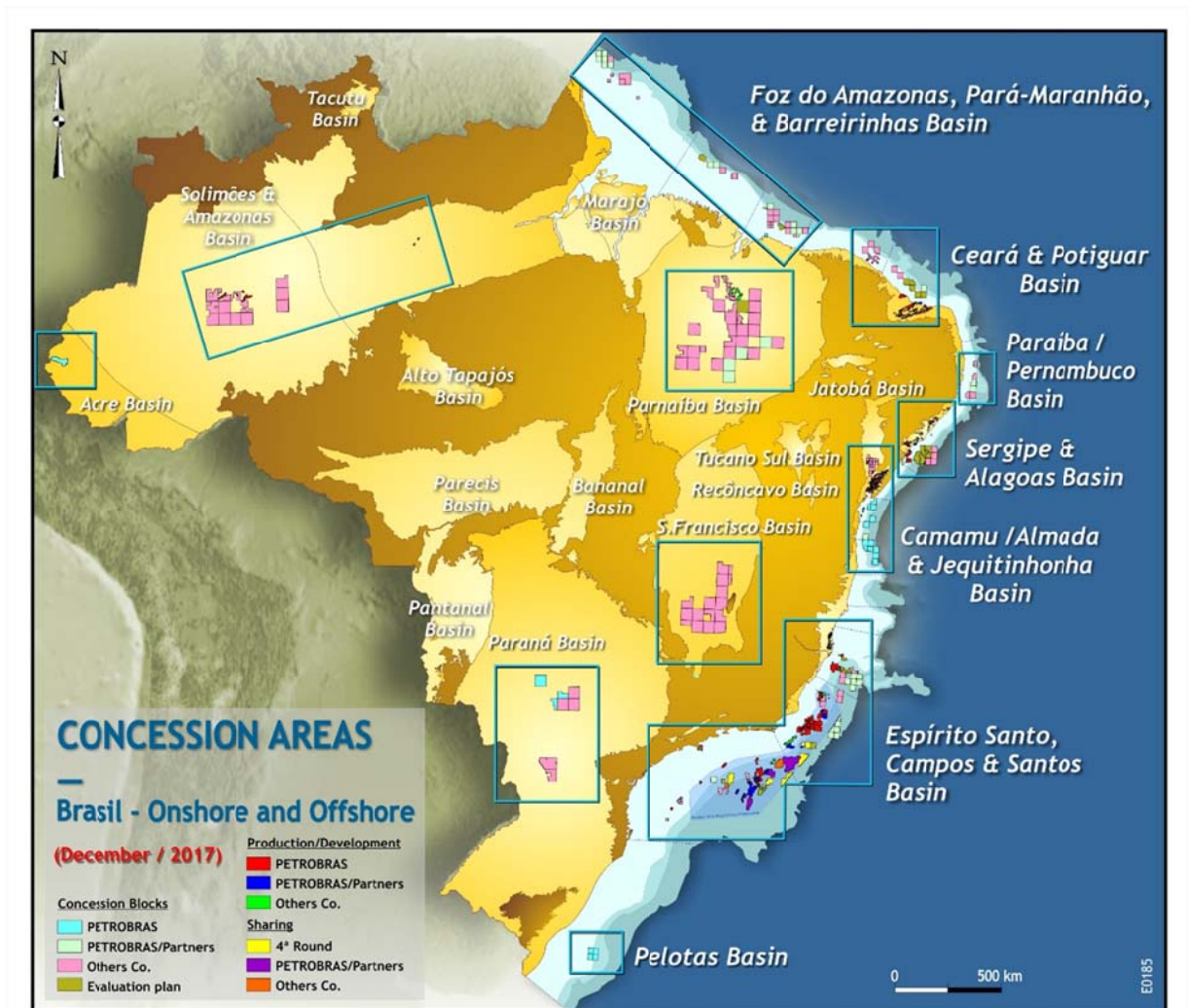


Nossas atividades por região

Brasil

Os ativos de exploração e produção nacionais são os principais componentes da nossa carteira, representando 91% dos blocos exploratórios no mundo todo, 97% da nossa produção mundial de petróleo e 98% das nossas reservas de petróleo e gás natural. Expandimos as alianças estratégicas com grandes companhias de petróleo, incluindo a Total (sediada na França), a Statoil (Noruega), a BP (Reino Unido), a CNPC (China) e a Exxon (Estados Unidos), com o intuito de combinar os recursos técnicos dessas companhias e permitir possíveis *joint ventures* na exploração, produção e infraestrutura de petróleo e gás em áreas de interesse comum em todo o mundo.

O mapa abaixo mostra nossas áreas de exploração e produção no Brasil em dezembro de 2017.



Bacia de Campos

Nossas atividades na bacia começaram em 1971 e, hoje, estamos concentrados na manutenção da produção em campos relativamente maduros. Conseguimos atenuar o declínio natural em campos maduros dessa bacia por meio da instalação de novos sistemas de produção, perfurando os reservatórios do pré-sal com unidades de produção novas e existentes e aumentando a eficiência operacional. Todas as nossas licenças na Bacia de Campos são no âmbito de contratos de concessão. Consulte “– Regulamentação do Setor de Petróleo e Gás no Brasil”.

A maior parte da nossa produção na Bacia de Campos é proveniente dos reservatórios do pós-sal, mas os reservatórios do pré-sal na bacia são uma fonte crescente de produção. Começamos a produção de petróleo do pré-sal em 2008 no campo de Jubarte, localizado na região Parque das Baleias. Em 2017, a produção média de petróleo da área do pré-sal na Bacia de Campos foi de 232,3 mbbbl/d, o que representa uma diminuição de 5% em comparação com 2016. Temos uma participação de 100% no petróleo produzido a partir dos reservatórios do pré-sal na Bacia de Campos.

Bacia de Santos

A Bacia de Santos é uma das áreas de exploração e produção *offshore* mais promissoras do mundo, contendo a parte sul – a mais prolífica – da província do pré-sal. Nossas atividades na Bacia de Santos começaram com a aquisição de oito blocos por meio de leilão público no âmbito de contratos de concessão em 2000 e 2001.

Em 2010, firmamos um Contrato de Cessão Onerosa com o governo federal brasileiro, segundo o qual nos foram atribuídos direitos exclusivos para a exploração e a produção de cinco bilhões de barris de equivalentes em petróleo na Bacia de Santos. Em 2013, um consórcio liderado por nós (tendo uma participação de 40% e agindo como operadora exclusiva da área), incluindo a Shell (participação de 20%), a Total (participação de 20%), a CNODC (participação de 10%) e a CNOOC Limited (Participação de 10%), conquistou os direitos e as obrigações referentes à exploração e ao desenvolvimento do bloco de Libra, nas águas ultraprofundas da Bacia de Santos, no primeiro leilão de regime de compartilhamento de produção realizado no Brasil. Consulte “– Regulamentação do Setor de Petróleo e Gás no Brasil” e o Item 10. “Informações Adicionais – Contratos Significativos”.

Atualmente, as áreas do Contrato de Cessão Onerosa e de Libra estão nas fases de desenvolvimento e avaliação, respectivamente, e mostraram resultados muito positivos, sendo capazes de assegurar nossas reservas em longo prazo e a curva de produção.

No momento, temos 12 unidades de produção no pré-sal na Bacia de Santos, sendo duas delas dedicadas ao Teste de Poço Estendido (*Extended Well Test* - EWT). Com essas unidades, estamos aumentando a produção de petróleo do pré-sal na Bacia de Santos desde a primeira produção de petróleo, em 2009. A produção da Petrobras e dos parceiros não administrados por nós na área do pré-sal da Bacia de Santos alcançou uma média de 1,05 mmbbl/d em 2017, o que representa um aumento de 36% em comparação com 2016. Apesar desses resultados importantes, continuamos concentrando nossos esforços na coleta de informações sobre as reservas do pré-sal por meio de EWTs. Em 2017, um EWT foi realizado no campo de Itapu; outro está em andamento no campo de Mero.

Outras Bacias

Produzimos hidrocarbonetos e temos áreas de exploração em mais 18 bacias no Brasil. Embora nossa produção *onshore* aconteça principalmente em campos maduros, planejamos sustentar e aumentar ligeiramente a produção em tais campos por meio do aprimoramento dos métodos de recuperação. O potencial mais significativo para sucesso exploratório nas outras bacias está na margem equatorial e na margem leste.

Internacional

Fora do Brasil, atuamos há muitos anos na América do Sul, na América do Norte e na África Ocidental. Nós nos concentramos em oportunidades para aproveitar o conhecimento sobre águas profundas que acumulamos no Brasil. Desde 2012, estamos reduzindo significativamente nossas atividades internacionais por meio da venda de ativos a fim de atingir as metas de desinvestimento anunciadas.

América do Sul

Realizamos atividades de exploração e produção na Argentina, na Bolívia e na Colômbia.

- Na **Argentina**, por meio da participação de 100% na Petrobras Operaciones S.A., ou POSA. Nossa produção de petróleo e gás está concentrada na Bacia de Neuquén.
- Na **Bolívia**, nossa produção de petróleo e gás advém principalmente dos contratos de San Alberto e San Antonio, cujo objetivo primordial é fornecer gás para o Brasil e a Bolívia.
- Na **Colômbia**, nossa carteira inclui o bloco de exploração *offshore* de Tayrona e o bloco de exploração *onshore* de Villarica Norte.

América do Norte

- Nos **Estados Unidos**, nosso enfoque são os campos em águas profundas no Golfo do México. Em 2017, nossa produção nos Estados Unidos veio principalmente dos campos de Cascade, Chinook, Saint Malo e Lucius.
- No **México**, temos contratos de serviços sem risco por meio de nossa *joint venture* com a PTD Servicios Multiplos SRL para os blocos de Cuervito e Fronterizo, na Bacia de Burgos, desde 2003. No âmbito desses contratos de serviços, recebemos taxas pelos nossos serviços.

África

Exploramos oportunidades de petróleo e gás na África exclusivamente por meio da participação de 50% em uma *joint venture* com a BTG Pactual, Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&G). Os ativos dessa *joint venture* incluem os campos de Agbami e Akpo, o projeto do campo de Egina e os projetos de avaliação de descobertas de Preowei e Egina Sul – todos eles na Nigéria.

Atividades de Produção de Petróleo e Gás

Em 2017, tivemos uma média recorde de produção nacional de petróleo pelo quarto ano consecutivo, chegando a 2,15 mmbbl/d, ou seja, um aumento de 0,4% em comparação com o ano anterior (2,14 mmbbl/d).

Em 2017, nossa produção mundial de petróleo e gás alcançou uma média de 2,52 mmboe/d, ou seja, uma diminuição de 1,1% em comparação com o ano anterior (2,55 mmboe/d); nossa produção mundial de petróleo alcançou uma média de 2,22 mmbbl/d, ficando no mesmo nível em comparação com o ano anterior. O Brasil representou 96% da nossa produção mundial de petróleo e gás em 2017.

A produção de petróleo obtida no pré-sal alcançou uma média de 1,29 mmbbl/d – a mais alta até hoje –, representando um aumento de 26% em comparação com o ano anterior. A produção de petróleo do pré-sal chegou a 1,48 mmbbl/d em 04 de dezembro de 2017, atingindo um novo recorde diário de produção, com apenas 78 poços produtores. Dentre esses poços, 55 situam-se na Bacia de Santos e foram responsáveis por 84% dessa produção (1,24 mmbbl/d).

A produção de gás natural aumentou em 4% em comparação com o ano anterior; nossa produção nacional total alcançou uma média de 2,41 mmboe/d em 2017, ou seja, um aumento de 1% em comparação com o ano anterior.

Os principais destaques da expansão da produção em 2017 foram o crescimento significativo da produção no campo de Lula (incluindo as áreas de Iracema Norte e Iracema Sul, com os FPSOs Cidade de Saquarema, Cidade de Maricá e o início das atividades do FPSO -66) e no campo de Lapa (FPSO Cidade de Caraguatatuba), situados na camada de pré-sal da Bacia de Santos. Além disso, um novo sistema de produção chamado FPSO Pioneiro de Libra iniciou as atividades na área noroeste do bloco de mesmo nome, situado na camada de pré-sal da Bacia de Santos. Essa área foi declarada comercial e passou a se chamar campo de Mero.

A produção de petróleo e gás no exterior alcançou uma média de 112,5 mboe/d em 2017, ou seja, uma diminuição de 30% em relação aos 161,1 mboe/d registrados em 2016, principalmente em virtude de desinvestimentos, como a venda da Petrobras Argentina em 2016.

Nossa produção média por região em 31 de dezembro de 2017, 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015 é resumida na tabela abaixo:

	Petróleo (mmbbl) (1)			Gás (mmcf) (2)			Total (mboe)			Unidades de produção estacionárias		
	2017	2016	2015	2017	2016	2015	2017	2016	2015	2017	2016	2015
	Brasil	786,1	784,8	776,8	556,0	534,0	563,4	878,8	873,8	870,7	118	121
Bacia de Campos.....	442,4	497,2	543,1	78,3	192,3	210,7	455,4	529,2	578,2	53	55	56
Bacia de Santos.....	269,0	203,9	144,3	296,1	193,3	177,9	318,3	236,1	174,0	22	15	12
Outras Bacias (3).....	74,8	83,7	89,4	181,6	148,4	174,8	105,1	108,4	118,5	43	51	52
América do Sul (exceto Brasil)	1,9	8,0	14,1	85,4	144,7	173,3	16,1	32,1	43,0	-	-	-
América do Norte	13,2	12,1	11,2	21,5	32,1	24,5	16,7	17,4	15,3	2	2	2
Patrimônio líquido e afiliadas não consolidadas	8,2	9,2	11,0	0,0	0,1	0,3	8,2	9,2	11,0	-	-	-
América do Sul (exceto Brasil)	-	0,5	1,2	-	0,1	0,3	-	0,5	1,3	-	-	-
África	8,2	8,7	9,7	-	-	-	8,2	8,7	9,7	-	-	-
Total	809,4	814,1	813,0	662,8	710,9	761,6	919,8	932,6	939,9	120	123	122

(1) A produção de petróleo inclui produção de testes de poço estendido (EWT) e de LGN.

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

(3) Inclui a produção de LGN, petróleo sintético e gás sintético dos depósitos de xisto betuminoso em São Mateus do Sul, na Bacia do Paraná, no Brasil.

Em 2018, esperamos produzir 2,1 mmbbl/d de petróleo no Brasil (o mesmo nível que a média de 2017). Para obter mais informações sobre os novos sistemas de produção, consulte o Item 4. “Informações sobre a Empresa – Exploração e Produção – Desenvolvimento da Produção”.

Reconhecemos reversões na redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*) para o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2017, no valor de US\$ 870 milhões, a respeito das nossas propriedades nacionais de exploração e produção produtivas, devido aos seguintes fatores: (i) reversões de *impairment* de US\$ 1.733 milhões, refletindo substancialmente a menor taxa de desconto pós-imposto em moeda constante, a aprovação de investimentos que aumentam a recuperação de campos maduros e a menor carga fiscal estabelecida nas novas regras fiscais aplicáveis ao setor de petróleo e gás; e (ii) perdas por *impairment* no valor de US\$ 863 milhões, causadas substancialmente por uma aceleração esperada na cessação da produção que reflete uma otimização da carteira de investimentos, assim como por uma taxa de desconto ajustada ao risco menor para os custos de descomissionamento, o que também aumentou os custos dos ativos em relação ao abandono e ao desmantelamento de determinadas áreas. Também reconhecemos perdas por *impairment* no valor de US\$ 363 milhões a respeito dos equipamentos de produção e perfuração de petróleo e gás, sem relação direta com as propriedades produtivas no Brasil, resultantes principalmente destes fatores: (i) menor valor justo de alguns equipamentos relacionados ao FPSO P-72 e P-73 que não puderam ser alocados a outros projetos, em comparação com o valor contábil líquido (US\$ 127 milhões); (ii) descomissionamento de uma balsa-guindaste e de lançamento (US\$ 114 milhões); e (iii) hibernação dos equipamentos do Estaleiro Inhaúma excluídos do âmbito inicial do centro de logística de Inhaúma (US\$ 125 milhões). Além disso, reconhecemos perdas por *impairment* no valor de US\$ 405 milhões a respeito da venda de 25% do campo de Roncador, na Bacia de Campos, para a Statoil, pois o preço de venda foi menor do que o valor contábil líquido.

Para o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2016, reconhecemos anteriormente perdas por *impairment* no valor de US\$ 2,3 bilhões a respeito das nossas propriedades nacionais de exploração e produção produtivas por causa destes fatores: (i) valorização do real com relação ao dólar dos Estados Unidos; (ii) revisão das nossas premissas de preço; (iii) nossas revisões anuais das reservas de petróleo e gás; (iv) estimativas de custo do descomissionamento; e (v) uma taxa de desconto mais elevada após o aumento no prêmio do risco no Brasil. Essa quantia também inclui uma reversão da redução ao valor recuperável relacionada ao polo Centro Sul, no valor de US\$ 415 milhões, que foi reconhecida em virtude das estimativas mais altas de reservas e produção e das estimativas mais baixas de despesas operacionais. O descomissionamento de uma unidade – que teve custos operacionais elevados – e a substituição de outra unidade por uma aplicação em uma nova usina de

beneficiamento – que ocorreu no terceiro trimestre de 2016 – também contribuíram para essa reversão da redução ao valor recuperável. Também reconhecemos perdas por *impairment* no valor de US\$ 854 milhões a respeito de equipamentos de produção e perfuração de petróleo e gás, sem relação direta com as propriedades produtivas no Brasil, resultantes principalmente de incertezas acerca da construção de cascos em andamento dos FPSOs P-71, P-72 e P-73.

Para o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2015, reconhecemos anteriormente perdas por *impairment* no valor de US\$ 8,7 bilhões a respeito das nossas propriedades nacionais de exploração e produção produtivas devido ao impacto que o declínio nos preços internacionais do petróleo bruto causou nas premissas de preço para algumas das nossas propriedades nacionais de produção de petróleo bruto e gás natural, incluindo Papa-Terra, polo Centro Sul, polo Uruguá, Espadarte, entre outros; ao uso de uma taxa de desconto mais elevada (refletindo um aumento no prêmio de risco no Brasil); assim como à revisão geológica do reservatório de Papa-Terra. Também reconhecemos perdas por *impairment* no valor de US\$ 0,5 bilhão a respeito de equipamentos de produção e perfuração de petróleo e gás, sem relação direta com as propriedades produtivas no Brasil, principalmente relacionadas à capacidade ociosa de duas plataformas de perfuração no futuro e ao uso de uma taxa de desconto mais elevada. Para o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2015, também reconhecemos perdas por *impairment* no valor de US\$ 0,6 bilhão em ativos de E&P no exterior, principalmente em propriedades produtivas situadas nos Estados Unidos (US\$ 0,4 bilhão) e na Bolívia (US\$ 0,2 bilhão), atribuíveis ao declínio nos preços internacionais do petróleo bruto.

Para obter mais informações sobre as perdas por *impairment* em 2017, 2016 e 2015, consulte a Nota Explicativa 14 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Custo da Extração de Petróleo

Em 2017, nosso custo médio de extração de petróleo, excluindo as taxas do governo, foi de US\$ 11,0 por boe, o que representa um aumento de 7% em comparação com o custo médio de US\$ 10,3 por boe extraído em 2016. Nosso custo de extração de petróleo, excluindo os efeitos da taxa de câmbio de 2017, estaria em consonância com o ano anterior, mesmo considerando a inicialização de novas unidades e um maior esforço nas intervenções de poços.

Despesas de Capital e Investimentos de acordo com as premissas de custo do Nosso Plano de Negócios – E&P

Em nosso Plano de Negócios para 2018-2022, mantemos o enfoque no desenvolvimento dos nossos reservatórios no Brasil, especialmente na camada de pré-sal.

Dos US\$ 60,3 bilhões em Despesas de Capital e Investimentos de acordo com as premissas de custo do Nosso Plano de Negócios para exploração e produção nos próximos cinco anos, 77% serão destinados ao desenvolvimento da produção, 11% à exploração e 12% à infraestrutura e P&D.

As Despesas de Capital e Investimentos de acordo com as premissas de custo do Nosso Plano de Negócios para atividades de exploração e produção em 2017 (no Brasil e no exterior) totalizaram US\$ 12,4 bilhões, ou seja, uma diminuição de 8% em comparação com as Despesas de Capital e Investimentos de acordo com as premissas de custo do Nosso Plano de Negócios para o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2016, atribuível principalmente ao adiamento de algumas atividades de construção para FPSOs, ganhos em eficiência de gastos de capital e redução dos impostos para unidades de perfuração e embarcações de apoio. Essa quantia inclui US\$ 0,9 bilhões relacionados às bonificações da assinatura pagas por nós em decorrência dos blocos exploratórios contratados nas rodadas de licitação da ANP, realizadas em setembro e outubro de 2017. Consulte “Liquidez e Recursos de Capital – Uso de fundos” para obter mais informações sobre nossas aplicações.

Exploração

Em 31 de dezembro de 2017, tínhamos 135 blocos exploratórios em que 28 descobertas estavam sob avaliação. Também tivemos três descobertas sendo avaliadas nas áreas de produção. Em 31 de dezembro de 2017, tínhamos uma participação de 100% em 55 blocos exploratórios. Também tínhamos parcerias para exploração com 23 empresas estrangeiras e nacionais, para um total de 80 blocos exploratórios. Atuamos como operadora em 52 desses blocos de parcerias para exploração. Temos uma participação que vai de 30% a 100% nas áreas de exploração sob concessão ou designadas a nós.

A tabela abaixo mostra nossos investimentos em atividades de exploração em 2017, que totalizaram US\$ 1,4 bilhão.

	Área Exploratória Líquida (km ²)			Blocos Exploratórios			Planos de Avaliação			Poços Perfurados		
	2017	2016	2015	2017	2016	2015	2017	2016	2015	2017	2016	2015
Brasil	41.820	43.966	55.366	123	131	146	28	37	43	8	16	51
Bacia de Campos	484	1.216	1.798	2	6	7	3	7	9	1	2	4
Bacia de Santos ..	1.927	2.140	3.378	4	4	6	2	3	5	1	2	5
Outras Bacias.....	39.409	40.610	50.190	117	121	133	23	27	29	6	12	42
Outras na América do Sul	5.425	11.444	12.702	2	7	7	1	1	1	1	5	6
América do Norte...	198	376	787	10	28	52	0	0	0	0	0	2
África.....	0	0	3.679	0	0	3	2	0	2	0	0	0
Total.....	47.641	55.786	72.534	135	166	208	31	38	46	9	21	59

Na Bacia de Campos, tivemos um novo reservatório de petróleo encontrado no campo de Marlim Sul. Foi a primeira descoberta na camada de pré-sal na área do campo de Marlim Sul. Ocorreu com a perfuração do poço de Poraquê Alto (6-BRSA-1349-RJS), que está sob avaliação no momento. Nós somos a operadora do consórcio de Libra e apresentamos à ANP a declaração de comercialidade da parcela noroeste da área de Libra, no pré-sal da Bacia de Santos. No documento enviado à ANP, sugerimos o nome Mero para o novo campo de petróleo, que contém um volume estimado recuperável total no campo de 3,3 bilhões de barris de petróleo.

Agimos seletivamente nas rodadas de licitação realizadas pela ANP em setembro e outubro de 2017, refletindo nossa visão estratégica de reorganização da carteira exploratória, que busca manter a relação entre as reservas e a produção, assim como assegurar a sustentabilidade da nossa futura produção de petróleo e gás. Ademais, a operação em consórcio com companhias importantes está alinhada ao nosso objetivo estratégico de fortalecer parcerias, compartilhar riscos, combinar competências técnicas e tecnológicas e capturar sinergias a fim de alavancar os resultados, refletindo, ao mesmo tempo, a importância dessas áreas no Brasil para petrolíferas de nível mundial. Em setembro e outubro de 2017, contratamos 10 blocos exploratórios novos (nove *offshore* e um *onshore*), com uma área total de 11,4 mil km² e uma bonificação de assinatura de R\$ 2,9 bilhões (equivalente a US\$ 0,9 bilhões) na data da aquisição. Nos blocos *offshore* fora do polígono do pré-sal, contratados no âmbito do regime de concessão, temos 50% da participação em parcerias com a ExxonMobil. No âmbito dos Contratos de Partilha de Produção, adquirimos três blocos na área do pré-sal, em parceria com a Shell, a Repsol Sinopec e a BP.

Além disso, em março de 2018, participamos da 15ª rodada de licitações no âmbito do regime de concessão no Brasil, na qual adquirimos sete blocos *offshore*. O valor total da bonificação da assinatura a ser paga em 2018 é de R\$ 2,2 bilhões (equivalente a US\$ 0,7 bilhões na data da aquisição, em 29 de março de 2018). Na Bacia de Campos, adquirimos dois blocos em parceria com a Exxon e a Statoil, os quais operaremos, e dois blocos em parceria com a Exxon e a Qatar Petroleum, que serão operados pela Exxon. Na Bacia Potiguar, adquirimos três blocos – dois deles em parceria com a Shell e um bloco totalmente pertencente a nós. Seremos a operadora de todos eles.

Desenvolvimento da Produção

Em 2017, dois sistemas novos iniciaram as atividades (FPSO P-66 no campo de Lula e FPSO Pioneiro de Libra, no campo de Mero) e conectamos 44 poços novos (28 poços de produção e 16 de injeção) em nossos sistemas de produção.

Nos últimos sete anos, tivemos otimizações de custo substanciais acerca do desenvolvimento do projeto. Por exemplo, reduzimos o tempo necessário para perfurar e concluir poços na área do pré-sal da Bacia de Santos em 63% no ano de 2017, em comparação com 2010, reduzindo significativamente nossos gastos de capital por poço. Além disso, em virtude da alta produtividade dos poços, conseguimos superar a capacidade das plataformas com menos poços.

Sistemas Instalados Recentemente

Nos últimos três anos, instalamos vários sistemas importantes, principalmente na área do pré-sal da Bacia de Santos, o que ajudou a atenuar o declínio natural da bacia (tabela abaixo).

Inicialização (ano)	Bacia	Campo/área	Tipo de Unidade	Unidade de Produção	Capacidade Nominal de Petróleo Bruto (bbl/d)	Capacidade Nominal de Gás Natural (mmcf/d)	Profundidade da Água (metros)	Regime de E&P
2017	Santos	Lula	FPSO	P-66	150.000	211,9	2.100	Concessão do pré-sal
			FPSO					Contrato de Partilha de Produção do Pré-sal
2017	Santos	Mero		Pioneiro de Libra	50.000	141,6	2.400	Concessão do pré-sal
2016	Santos	Lapa	FPSO	Cid. de Caraguatatuba	100.000	176,6	2.140	Concessão do pré-sal
2016	Santos	Lula Central	FPSO	Cid. de Saquarema	150.000	211,9	2.100	Concessão do pré-sal
2016	Santos	Lula Alto	FPSO	Cidade de Maricá	150.000	211,9	2.100	Concessão do pré-sal
2015	Santos	Lula	FPSO	Cidade de Itaguaí	150.000	282,5	2.240	Concessão do pré-sal
2015	Campos	Papa-Terra – Módulo 1	TLWP	P-61	(1)	(1)	1.180	Concessão do pós-sal

(1) A produção do P-61 é processada pelo FPSO P-63, cujas atividades iniciaram em 2013, com 140 mbbbl/d.

Principais sistemas que serão instalados em 2018 e 2019

Atualmente, temos nove sistemas de grande porte para instalar nos próximos dois anos. Os campos de Lula e Búzios serão particularmente importantes para contribuir para o crescimento da nossa produção. A produção desses campos aumentará graças ao início das atividades de mais seis FPSOs. Além disso, instalaremos uma nova unidade de pós-sal no Campo de Tartaruga Verde em 2018. A tabela abaixo mostra nossas próximas inicializações de sistemas.

Inicialização Projetada (ano)	Bacia	Campo/área	Tipo de Unidade	Capacidade Nominal de Petróleo Bruto (bbl/d)	Capacidade Nominal de Gás Natural (mmcf/d)	Profundidade da Água (metros)	Regime de E&P
2018	Campos	Tartaruga Verde	FPSO	150.000	176,6	765	Concessão do pós-sal
2018	Santos	Lula Norte	FPSO	150.000	211,9	2.100	Concessão do pré-sal
2018	Santos	Lula Extremo Sul	FPSO	150.000	211,9	2.100	Concessão do pré-sal
2018	Santos	Búzios 1	FPSO	150.000	211,9	2.100	Contrato de Cessão Onerosa
2018	Santos	Búzios 2	FPSO	150.000	211,9	2.100	Contrato de Cessão Onerosa
2018	Santos	Búzios 3	FPSO	150.000	211,9	2.100	Contrato de Cessão Onerosa
2018	Santos	Berbigão	FPSO	150.000	211,9	2.280	Concessão do pré-sal
2019	Santos	Atapu 1	FPSO	150.000	211,9	2.300	Contrato de Cessão Onerosa
2019	Santos	Búzios 4	FPSO	150.000	211,9	2.100	Contrato de Cessão Onerosa

Recursos Críticos na Exploração e na Produção

Buscamos desenvolver e reter os recursos críticos que são necessários para atingir nossas metas de produção. As plataformas de perfuração são um recurso importante para nossas operações de exploração e produção e é requerido um prazo de entrega substancial quando a expansão da frota é necessária. Quando descobrimos os reservatórios do pré-sal, em 2006, nossas atividades como operadora foram restringidas por uma falta de plataformas; porém, nossos esforços posteriores de arrendamento mercantil de plataformas adicionais eliminaram tal restrição. Em 2008, tínhamos apenas três plataformas capazes de perfurar em águas com profundidade superior a 2.000 metros (6.560 pés); já em 31 de dezembro de 2017, tínhamos 24 (vide tabela abaixo). Acreditamos que, no momento, temos plataformas suficientes para atingir nossas metas de produção.

Continuaremos avaliando nossas exigências de perfuração e ajustaremos o tamanho da frota, se necessário. Da mesma forma, a fim de atingir nossas metas de produção, precisamos assegurar um número de embarcações especializadas (como PLSV) para conectar os poços aos sistemas de produção.

Desde 2015, estamos ajustando nossa frota à carteira de projetos. Em 2017, nossas embarcações especializadas eram suficientes para satisfazer nossas necessidades.

	Unidades de Perfuração em Uso para Exploração e Produção em 31 de Dezembro de Cada Ano					
	2017		2016		2015	
	Arrendada	Própria	Arrendada	Própria	Arrendada	Própria
Brasil	29	7	31	10	50	14
Onshore	1	4	1	4	10	8
Offshore, por lâmina d'água (water depth, ou WD)	28	3	30	6	40	6
Sondas Auto-elevatórias.....	0	2	0	2	0	2
Sondas Marítimas:.....	28	1	30	4	40	4
500 a 999 metros de WD.....	1	0	1	2	2	2
1.000 a 1.999 metros de WD.....	3	1	3	2	8	2
2.000 a 3.200 metros de WD.....	24	0	26	0	30	0
Fora do Brasil	4	0	4	0	9	0
Onshore	3	0	4	0	8	0
Offshore	1	0	0	0	1	0
Em todo o mundo	33	7	35	10	59	14

Reservas

Segundo os critérios técnicos da SEC para o registro de reservas provadas, em 31 de dezembro de 2017, nossas reservas provadas líquidas mundiais de petróleo, condensado e gás natural, incluindo óleo e gás sintéticos, chegaram a 9,8 bnboe, ou seja, um aumento de 0,8% em comparação com nossas reservas provadas de 9,7 bnboe em 31 de dezembro de 2016, conforme mostrado na tabela abaixo.

Reservas Provadas (1)	Petróleo (mmbbl)			Gás (bcf)			Total (mmboe)		
	2017	2016	2015	2017	2016	2015	2017	2016	2015
Brasil	8.255,4	8.069,8	8.551,1	7.684,2	8.403,2	9.597,0	9.536,1	9.470,3	10.150,6
Bacia de Campos.....	3.933,6	4.097,1	4.778,8	2.517,6	2.767,2	3.407,5	4.353,2	4.558,3	5.346,7
Bacia de Santos.....	3.944,7	3.576,2	3.216,0	3.963,5	4.169,1	4.579,7	4.605,3	4.271,1	3.979,3
Outras bacias.....	377,1	396,4	556,3	1.203,1	1.466,9	1.609,8	577,7	640,9	824,6
Outras na América do Sul (2)	1,2	0,8	66,9	160,2	113,9	697,4	27,9	19,8	183,1
América do Norte	114,6	96,4	90,6	40,9	87,2	138,5	121,5	111,0	113,7
África	63,4	69,0	65,8	17,3	12,5	16,6	66,3	71,1	68,6
Total	8.434,6	8.236,1	8.774,4	7.902,6	8.616,8	10.449,5	9.751,7	9.672,2	10.515,9

(1) Inclui óleo e gás sintéticos

(2) No caso da Bolívia, a Constituição do país proíbe as concessionárias de registrar as reservas

Em 2017, incorporamos 670,1 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores em virtude de revisões técnicas, principalmente devido ao comportamento melhor do que o projetado dos reservatórios no pré-sal das bacias de Santos e Campos, ambas no Brasil. Além disso, adicionamos 246,7 milhões de boe em nossas reservas provadas em decorrência das respostas positivas a uma maior recuperação (injeção de água) e adicionamos 82,5 milhões de boe em nossas reservas provadas em virtude de extensões e descobertas, principalmente no pré-sal da Bacia de Santos. Considerando uma produção de 919,8 milhões de boe em 2017, nossas reservas provadas totais resultaram em 9.751,7 milhões de boe em 2017. Essa produção de 919,8 milhões de boe não considera a produção de Testes de Poço Estendido (EWTs) em blocos exploratórios e a produção na Bolívia, uma vez que a Constituição boliviana proíbe a divulgação e o registro das reservas do país. Para obter mais informações sobre nossas reservas, consulte o Item 4. “Informações sobre a Empresa – Reservas Adicionais e Informações sobre a Produção” e “Informações Complementares sobre a Exploração e a Produção de Petróleo e Gás” em nossas demonstrações contábeis auditadas consolidadas.

A tabela a seguir resume as variações das reservas nos últimos três anos, em termos de equivalentes em petróleo, incluindo petróleo e gás sintéticos.

Reservas provadas (milhões de barris de equivalente em petróleo)	2017	2016	2015
Reservas provadas, início do ano.....	9.672,2	10.516,0	13.140,6
Descobertas e extensões	82,5	103,2	493,9
Recuperação melhorada	246,7	0,0	21,9
Revisões de estimativas anteriores.....	670,1	131,0	(2.186,2)
Vendas de reservas provadas.....	0	(168,8)	(22,0)
Compras de reservas provadas	0	16,3	0,0
Produção.....	(919,8)	(925,4)	(932,3)
Reservas provadas, fim do ano.....	9.751,7	9.672,2	10.516,0

Em 2017, registramos um índice de reposição de reservas (IRR) de 109%. Também registramos uma relação reserva/produção (R/P) de 10,6 anos e um índice de desenvolvimento (ID) – que é a relação entre as reservas provadas desenvolvidas e as reservas provadas totais – de 53%.

Refino, Transporte e Comercialização (Abastecimento)

Principais Estatísticas de Refino, Transporte e Comercialização			
	2017	2016	2015
	(US\$, em milhões)		
Refino, Transporte e Comercialização:			
Receitas de vendas	67.037	62.588	74.321
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda.....	6.099	8.644	8.459
Ativo imobilizado.....	33.400	35.515	33.032
Despesas de Capital e Investimentos de acordo com as premissas de custo do Nosso Plano de Negócios.....	1.284	1.168	2.534

De acordo com os dados do mercado global de energia divulgados pela PIRA Energy Group, Inc. para o final de 2017, estamos entre os maiores refinadores do mundo. Possuímos e operamos 13 refinarias no Brasil, com uma capacidade líquida total de destilação de petróleo bruto de 2.176 mbb/d. Em 31 de dezembro de 2017, administrávamos substancialmente toda a capacidade total de refino do Brasil. Satisfazíamos a maioria das necessidades de produtos refinados de terceiros atacadistas, exportadores e companhias petroquímicas, além das necessidades do nosso segmento de distribuição. Operamos uma infraestrutura grande e complexa de dutos, terminais e uma frota de navios para transportar derivados de petróleo e petróleo bruto aos mercados interno e de exportação. A maior parte das nossas refinarias está situada perto dos nossos oleodutos de petróleo bruto, instalações de armazenamento, dutos de produtos refinados e principais instalações petroquímicas, facilitando o acesso aos suprimentos 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) atividades internacionais de refino.

Capacidade de Refino no Brasil

Nossa capacidade de destilação de petróleo bruto no Brasil em 31 de dezembro de 2017 foi de 2.176 mbb/d; nosso processamento médio durante 2017 foi de 1.736 mbb/d.

A tabela a seguir mostra a capacidade instalada das nossas refinarias brasileiras em 31 de dezembro de 2017, assim como as médias diárias de processamento das nossas refinarias no Brasil em 2017, 2016 e 2015.

Capacidade e Processamento Médio das Refinarias					
Nome (Nome Alternativo)	Localização	Capacidade de Destilação de Petróleo Bruto em 31 de Dezembro de 2017	Processamento Médio *		
		(mmbbl/d)	2017	2016	2015
LUBNOR	Fortaleza (CE)	8	7	9	8
RECAP (Capuava)	Capuava (SP)	53	50	54	40
REDUC (Duque de Caxias)	Duque de Caxias (RJ)	239	178	194	235
REFAP (Alberto Pasqualini)	Canoas (RS)	201	138	148	174
REGAP (Gabriel Passos)	Betim (MG)	157	143	150	152
REMAN (Isaac Sabbá)	Manaus (AM)	46	32	34	38
REPAR (Presidente Getúlio Vargas)	Araucária (PR)	208	162	167	197
REPLAN (Paulínia)	Paulínia (SP)	415	324	331	391
REVAP (Henrique Lage)	São José dos Campos (SP)	252	208	217	249
RLAM (Landulpho Alves)	Mataripe (BA)	315	198	218	248
RPBC (Presidente Bernardes)	Cubatão (SP)	170	144	142	157
RPCC (Potiguar Clara Camarão)	Guamaré (RN)	38	33	33	34
RNEST (Abreu e Lima)	Ipojuca (PE)	74	68	75	53
Processamento médio de petróleo bruto		2.176	1.686	1.772	1.936
Processamento médio de LGN		-	50	47	40
Processamento total médio		-	1.736	1.819	1.976

* Considera o processamento de petróleo e LGNs (matéria-prima fresca)

Investimentos em Refinarias

Iniciamos, nos últimos dois anos, a construção de duas novas refinarias – a Refinaria Abreu e Lima (RNEST) no nordeste do Brasil e o Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ) – para o processamento de petróleo pesado produzido internamente para a produção de derivados de petróleo mais procurados no mercado brasileiro e com crescente escassez.

A primeira unidade de refino da RNEST iniciou suas operações em dezembro de 2014. Projetada para processar 115 mmbbl/d de petróleo bruto e produzir diesel de baixo teor de enxofre (10 ppm) e outros derivados, essa unidade começou a funcionar com uma capacidade parcial de 74 mmbbl/d; desde janeiro de 2016, está autorizada a beneficiar até 100 mmbbl/d de petróleo bruto. Para a unidade alcançar a capacidade total, será necessária a conclusão de uma unidade de redução de emissões de enxofre (SNOX), que deverá ser concluída em 2018, assim como uma renovação da seção de gasóleo pesado na Unidade de Coque, a ser implementada na manutenção programada para 2020. A construção da segunda unidade de refino da RNEST está incluída no Plano para 2018-2022 e priorizamos a busca por parcerias para ela.

Em relação ao COMPERJ, estamos atualmente construindo um modelo de negócios para reiniciar a construção do projeto, que depende de parcerias dispostas a financiar e concluir a construção da primeira unidade de refino, de acordo com nosso Plano para 2018-2022. A fim de apoiar o processamento de gás das áreas do pré-sal, iniciamos, em 2017, a execução de um plano de licitação para concluir a unidade de processamento de gás natural e suas utilidades. Os projetos para a segunda unidade de refino e a unidade de lubrificantes foram cancelados.

Reconhecemos perdas por *impairment* para o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2017 no valor de US\$ 515 milhões em relação aos ativos de refino da RNEST e do COMPERJ. Uma perda de US\$ 464 milhões foi reconhecida para a segunda unidade de refino na RNEST, principalmente em virtude dos custos mais elevados das matérias-primas e da margem inferior de refino, conforme estabelecido em nosso Plano para 2018-2022. A respeito do COMPERJ, conforme estabelecido em nosso Plano para 2018-2022, a retomada do projeto ainda depende de novas parcerias. Entretanto, a construção das instalações da primeira unidade de refino do COMPERJ, que também apoiarão a usina de processamento de gás natural (UPGN), está em andamento, pois tais instalações fazem parte da infraestrutura de transporte e beneficiamento de gás natural da camada de pré-sal na Bacia de

Santos. Todavia, por causa da interdependência entre essa infraestrutura e a primeira unidade de refino do COMPERJ, reconhecemos encargos adicionais de redução ao valor recuperável, totalizando US\$ 51 milhões, em 2017.

Reconhecemos anteriormente perdas por *impairment* para o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2016 no valor de US\$ 1.183 milhões em relação aos ativos de refino da RNEST e do COMPERJ. Uma perda de US\$ 780 milhões foi reconhecida para a segunda unidade de refinaria da RNEST, sendo atribuída principalmente ao uso de uma taxa de desconto maior e a um atraso nos fluxos de caixa futuros esperados para 2023, em virtude do adiamento do projeto da RNEST. A conclusão desse projeto está sujeita aos nossos próprios recursos de capital, conforme estabelecido em nosso Plano para 2017-2021. Apesar do adiamento do início das operações da primeira unidade de refino para dezembro de 2020, a construção das instalações da primeira unidade de refino do COMPERJ, que também apoiarão a usina de processamento de gás natural (UPGN), ainda estão em andamento. Essas instalações fazem parte da infraestrutura para transporte e beneficiamento de gás natural da camada de pré-sal na Bacia de Santos. Por causa da interdependência entre essa infraestrutura e a primeira unidade de refino do COMPERJ, reconhecemos encargos adicionais de redução ao valor recuperável, no valor de US\$ 403 milhões em perdas de redução ao valor recuperável, em 2016.

Reconhecemos anteriormente perdas de redução ao valor recuperável, para o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2015, no valor de US\$ 1.352 milhões a respeito do COMPERJ devido ao uso de uma taxa de desconto maior (refletindo um aumento no prêmio de risco do Brasil) e ao atraso nos fluxos de caixa futuros esperados, decorrente do novo adiamento do projeto. Para obter mais informações, consulte a Nota Explicativa 14 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e o Item 5. “Revisão e Prospectos Operacionais e Financeiros – Políticas Contábeis Críticas e Estimativas – Teste de Redução ao Valor Recuperável dos Ativos de Refino”.

Além de construir novas refinarias, nos últimos dez anos, fizemos investimentos substanciais em nossas refinarias existentes a fim de aumentar a capacidade de processar de forma econômica o petróleo bruto brasileiro mais pesado, aumentar a qualidade dos nossos derivados de petróleo para cumprir normas mais rigorosas, modernizar nossas refinarias e reduzir o impacto ambiental das nossas operações de refino. Esses investimentos nas refinarias existentes foram, em grande parte, concluídos.

Nossa empresa de distribuição de GLP – a Liquegás Distribuidora – teve 21,8% de participação no mercado e ficou em segundo lugar em vendas de GLP no Brasil em 2017, de acordo com a ANP.

Em janeiro de 2017, a assembleia geral extraordinária dos acionistas aprovou a venda da nossa subsidiária integral Liquegás Distribuidora S.A. (“Liquegás”). Em fevereiro de 2018, o tribunal do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) avaliou a venda da Liquegás para a Companhia Ultragas S.A. e decidiu, pela maioria dos membros, não aprová-la.

A Petrobras está analisando as alternativas para o desinvestimento da Liquegás, que permanece em nosso programa de parceria e desinvestimento, em conformidade com nosso plano estratégico, com o objetivo de otimizar a carteira de negócios focada em petróleo e gás, retirando-se totalmente da distribuição de GLP.

Produção Interna de Derivados de Petróleo e Volumes de Vendas no Mercado Interno

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

Produção Interna de Derivados de Petróleo: Operações de refino e comércio, mbb/d(1)			
	2017	2016	2015
Diesel.....	692	775	848
Gasolina.....	439	444	435
Óleo combustível.....	200	196	250
Nafta.....	53	54	78
GLP	126	125	127
Querosene de aviação	106	100	98
Outros	184	193	190

Produção Interna de Derivados de Petróleo: Operações de refino e comércio, mbb/d(1)

	2017	2016	2015
Produção interna total de derivados de petróleo	1.800	1.887	2.026
Capacidade instalada (2)	2.176	2.176	2.176
Utilização da destilação de petróleo bruto (%) (3)	77	81	89
Petróleo bruto nacional como % do total de matéria-prima processada	93	92	86

- (1) Os volumes produzidos são maiores do que os volumes de produtividade em decorrência de ganhos durante o processo de refino.
 (2) Capacidade instalada em 31 de dezembro de 2017, 2015 e 2016.
 (3) A utilização da destilação de petróleo bruto considera a capacidade média instalada em 31 de dezembro de 2017, 2016 e 2015.

Nossa produção interna total de derivados de petróleo diminuiu para 1.800 mbb/d em 2017 (de 1.887 mbb/d em 2016) em decorrência da nossa menor participação no mercado para diesel em 2017. Em 2017, o diesel representou 38% da nossa produção interna de derivados de petróleo, em comparação com 41% em 2016, e houve uma participação maior do petróleo bruto nacional no total de matéria-prima processada (93% em comparação com 92% em 2016).

Volumes de Vendas no Mercado Interno e Exportações do Brasil, mbb/d

	2017	2016	2015
Diesel	717	780	923
Gasolina	521	545	553
Óleo combustível	61	67	104
Nafta	134	151	133
GLP	235	234	232
Querosene de aviação	101	101	110
Outros	171	186	179
Total de derivados de petróleo.....	1.940	2.064	2.234
Etanol, fertilizantes nitrogenados, renováveis e outros produtos	112	112	123
Gás natural	361	333	432
Total no mercado interno	2.413	2.509	2.789
Exportações (1)	672	554	510
Total no mercado interno e exportações	3.085	3.063	3.299

- (1) Inclui derivados de petróleo, petróleo bruto, fertilizantes nitrogenados, gás natural, renováveis e outros produtos.

O mercado interno brasileiro cresceu rapidamente entre 2010 e 2014, em paralelo com a expansão econômica e o aumento da renda média no Brasil, aumentando em uma média de 5,6%. Em 2015 e 2016, em decorrência da recessão econômica brasileira, a taxa de crescimento interno no consumo de derivados de petróleo, particularmente o diesel, diminuiu em comparação com as taxas mais elevadas de crescimento apresentadas nos anos anteriores. Ao contrário dos anos anteriores, em 2017, observamos leves sinais de melhoria no consumo de combustível, graças aos efeitos da recuperação em alguns setores da economia brasileira.

Apesar desse aumento no consumo de combustível no Brasil, os volumes de vendas totais no mercado interno para derivados de petróleo foram de 1.940 mbb/d em 2017, ou seja, uma redução de 6% em comparação com 2016. Em 2017, nossas vendas de derivados de petróleo diminuíram por causa do aumento da participação no mercado de outros *players*, particularmente por meio das importações de gasolina e diesel.

Importações e Exportações

Nossa importação e exportação de petróleo bruto e derivados de petróleo são guiadas pela economia que envolve o refino nacional, os níveis da demanda brasileira e os preços internacionais. A maior parte do petróleo bruto que produzimos no Brasil é intermediária. Importamos um pouco de petróleo bruto leve para proporcionar equilíbrio às nossas refinarias; exportamos principalmente o petróleo bruto intermediário da nossa produção no Brasil. Também continuamos importando derivados de petróleo para eliminar as diferenças entre a produção das nossas refinarias brasileiras e a demanda de mercado por cada produto. Em virtude da retração do mercado interno e da nossa menor participação no mercado em 2017, nossos níveis de importação foram menores do que nos anos anteriores.

Exportamos derivados de petróleo das nossas refinarias, principalmente óleo combustível e óleo para navios (*bunker*), mas também gasolina e diesel.

A tabela abaixo mostra nossas exportações e importações de petróleo bruto e derivados de petróleo em 2017, 2016 e 2015:

Exportações e Importações de Petróleo Bruto e Derivados de Petróleo, mbb/d			
	2017	2016	2015
Exportações			
Petróleo bruto	512	387	360
Derivados de petróleo	157	155	149
Total de exportações	669	542	509
Importações			
Petróleo bruto	127	136	277
Diesel	12	13	78
Gasolina	11	32	28
Outros derivados de petróleo	158	193	150
Total de importações	308	374	533

Compromissos de Entrega

Nosso petróleo bruto é vendido por meio de contratos de longo prazo e de mercado *spot*. Em 2018, o volume de petróleo bruto assumido por meio de contratos de longo prazo com quantidade fixa sujeita a acordo final em termos comerciais é de aproximadamente 200 mbb/d; o volume assumido por meio de contratos em longo prazo sujeito a acordo mútuo deverá ser de cerca de 150 mbb/d. Levando em consideração as taxas de processamento planejadas das nossas refinarias para o próximo ano, acreditamos que nossas reservas provadas nacionais serão suficientes para que possamos continuar entregando todos os volumes contratados. Para 2018, aproximadamente 77% do nosso petróleo bruto exportado nacional será assumido por contratos comerciais com terceiros.

Logística e Infraestrutura para Petróleo e Derivados de Petróleo

Possuímos e operamos uma vasta rede de dutos de petróleo bruto e derivados de petróleo no Brasil, que se conecta aos nossos terminais, refinarias e outros pontos de distribuição primária. Em 31 de dezembro de 2017, nossos dutos *onshore* e *offshore* de petróleo bruto e derivados de petróleo cobriam mais de 7.719 km (4.796 milhas). Administramos 27 terminais de armazenamento marítimos e mais 20 parques de tanques com capacidade de armazenamento nominal agregada de 64,6 mmbbl. Nossos terminais marítimos recebem uma média de 8.523 petroleiros e barcas de petróleo anualmente.

Operamos uma frota de embarcações próprias e fretadas. Elas prestam serviços de transporte entre nossas bacias produtivas *offshore* no Brasil e o continente, além de transporte para outras partes da América do Sul e internacionalmente. Estamos aumentando nossa frota de embarcações próprias a fim de substituir embarcações mais antigas e diminuir a dependência de embarcações fretadas. As melhorias incluirão a substituição de embarcações que estão se aproximando do fim da vida útil de 25 anos. Nossa estratégia em longo prazo continua focando na flexibilidade proporcionada pela utilização de uma combinação de embarcações próprias e fretadas.

Além disso, dois petroleiros novos e um novo transportador de GLP foram entregues à Transpetro em 2017. Planejamos receber mais três embarcações durante 2018, até seis embarcações nos anos seguintes e outras três embarcações foram adiadas – todas as quais serão construídas em estaleiros brasileiros.

A tabela abaixo mostra nossa frota operacional e embarcações sob contrato em 31 de dezembro de 2017.

Embarcações Próprias e Fretadas em Operações e Sob Contratos de Construção em 31 de Dezembro de 2017				
	Em Operação		Sob Contrato/Construção	
	Número	Capacidade de Toneladas de Peso Morto	Número	Capacidade de Toneladas de Peso Morto
Frota própria:				
Navios-tanque	47	4.479.863,00	5	573.500
Navios-tanque de GLP	8	49.611,00	1	3.000
Embarcações de Apoio a Operações de Ancoragem (AHTS)	-	-	0	0
Total	55	4.529.474,00	6	576.500
Navios fretados:				
Navios-tanque	97	10.628.843,00	-	-
Navios-tanque de GLP	18	486.278,00	-	-
Total	115	11.115.121,00	-	-

A diminuição no número de navios fretados (navios-tanque) em 2017 para 97 (em comparação com 113 em 31 de dezembro de 2016) é atribuída principalmente a uma redução na demanda do mercado.

Reconhecemos perdas por *impairment* para o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2017 no valor de US\$ 112 milhões em ativos de transporte, relacionadas à decisão de suspender a construção de três embarcações do projeto Panamax, o que provocou uma perda de redução ao valor recuperável para os valores escriturados totais desses ativos.

Reconhecemos perdas por *impairment* para o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2016 no valor de US\$ 244 milhões em ativos de transporte, principalmente no terceiro trimestre de 2016, relacionadas à remoção de um grupo de embarcações de apoio do projeto Hidrovias da CGU de Transporte, em virtude dos adiamentos e da suspensão de projetos de construção e do uso de uma taxa de desconto maior. No último trimestre de 2016, encargos adicionais de redução ao valor recuperável foram contabilizados, devido ao início da construção de cinco embarcações após a obtenção de financiamento para os projetos, o que evitou possíveis demandas futuras por quebra de contrato e promoveu uma taxa de desconto maior.

Para obter mais informações, consulte a Nota Explicativa 14 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Petroquímica

Nossas operações petroquímicas fornecem uma saída para os crescentes volumes de produção de gás e outros produtos refinados, que aumentam seu valor e oferecem substitutos para produtos que, caso contrário, seriam importados. Nossa nova estratégia consiste em realizar desinvestimentos em controladas, empreendimentos controlados em conjunto, operações em conjunto e coligadas, mas manter as competências tecnológicas em áreas com potencial de desenvolvimento.

Realizamos nossas operações petroquímicas por meio das seguintes controladas, empreendimentos controlados em conjunto, operações em conjunto e companhias coligadas:

	mmt/y (capacidade nominal)	Participação da Petrobras (%)
Braskem:		
Etileno	5,00	
Polietileno	4,11	36,20
Polipropileno	4,05	
DETEN Química S.A.:		
LAB(1)	0,22	
LABSA(1)	0,12	27,88
METANOR S.A./COPENOR S.A.(2):		
Metanol (4)	0,08	
Formaldeído	0,09	34,54
Hexamina	0,01	
FCC Fábrica Carioca de Catalisadores S.A.:		
Catalisadores	0,04	
Aditivos	0,01	50,00
COMPLEXO PETROQUÍMICO DE SUAPE (3):		
Ácido Tereftálico Purificado – PTA	0,70	
Polietileno Tereftalato – PET	0,45	100,00
Polímeros e filamentos de poliéster têxteis	0,24	
PETROCOQUE S.A.:		
Coque de petróleo calcinado	0,50	50,00

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

(2) A Copernor S.A. é uma controlada da Metanor S.A.

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

(4) A companhia decidiu interromper a produção de metanol em 2016.

No final de dezembro de 2016, nosso Conselho de Administração aprovou a celebração do acordo para a venda da nossa participação no Complexo Petroquímico de Suape, que inclui a Companhia Petroquímica de Pernambuco (PetroquímicaSuape) e a Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco (Citepe), para o Grupo Petrotemex S.A. de C.V. e a Dak Americas Exterior, S.L, ambos controladas da Alpek. Em março de 2017, a operação foi aprovada na assembleia de acionistas. O valor total da venda foi de US\$ 385 milhões, a ser pago em reais na data de fechamento da transação. Em fevereiro de 2018, o Tribunal do CADE aprovou a venda da PetroquímicaSuape para a Alpek mediante a celebração de um Acordo de Controle de Concentração (ACC).

Reconhecemos perdas por *impairment* para o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2016 no valor de US\$ 619 milhões a respeito do Complexo Petroquímico de Suape, atribuídas principalmente às projeções de mercado mais baixas e à valorização do *real* em relação ao dólar dos Estados Unidos. Após a alienação do Complexo Petroquímico de Suape em dezembro de 2016, reconhecemos encargos adicionais de redução ao valor recuperável no valor de US\$ 435 milhões, em virtude do preço de saída inferior desses investimentos em comparação com o valor contábil líquido ajustado pela dívida a ser liquidada por nós como parte do fechamento dessa transação. Reconhecemos anteriormente perdas por *impairment* para o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2015 no valor de US\$ 200 milhões a respeito do Complexo Petroquímico de Suape, devido a alterações nas premissas de mercado e preço resultantes de uma diminuição da atividade econômica no Brasil, uma redução no spread de produtos petroquímicos no mercado internacional e o uso de uma taxa de desconto maior (refletindo um aumento no prêmio de risco no Brasil). Para obter mais informações, consulte a Nota Explicativa 14 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Capacidade de Refino no Exterior

Nossa capacidade internacional de destilação de petróleo bruto em 31 de dezembro de 2017 foi de 100 mbb/d; o fator de utilização para nossas instalações internacionais de refino foi de 88%.

A tabela a seguir mostra a capacidade instalada das nossas refinarias internacionais em 31 de dezembro de 2017, assim como as médias de processamento diário em 2017, 2016 e 2015, respectivamente.

Capacidade e Processamento Médio das Refinarias					
Nome (Nome Alternativo)	Localização	Capacidade de Destilação de Petróleo Bruto em 31 de Dezembro de 2017 (mdbl/d)	Processamento Médio (1)		
			2017 (2)	2016 (2)	2015
Pasadena Refining System Inc.	Texas (EUA)	100	88,4	104,2	99,5
Nansei Sekiyu Kabushiki Kaisha (3)	Okinawa (JP)	-	-	-	10,2
Refinaria Ricardo Eliçabe (4)	Bahía Blanca (AR)	-	-	15,3	28,7
Processamento médio total de petróleo bruto		100	88,4	119,4	132,8
Processamento médio de intermediário externo			5,2	6,5	5,6
Processamento médio total			93,6	125,9	138,4

- (1) Considerando o petróleo (matéria-prima fresca) e os intermediários externos de derivados de petróleo.
- (2) Para os anos de 2016 e 2017, divulgamos o processamento médio do petróleo bruto separadamente do processamento médio de intermediários externos.
- (3) Operamos esta refinaria, com uma capacidade de 100 mdbl/d, até o primeiro trimestre de 2015. Em dezembro de 2016, fechamos a venda de 100% das ações da Nansei Sekiyu (“NSS”) para a Taiyo Oil Company.
- (4) Possuíamos esta refinaria por meio da nossa participação na PESA, com capacidade de 30,5 mdbl/d até julho de 2016, quando vendemos a totalidade da nossa participação na PESA, a qual possuíamos indiretamente por meio da Petrobras Participaciones S.L. (“PPSL”), para a Pampa Energía.

A tabela a seguir mostra a produção média total de derivados de petróleo das nossas refinarias internacionais em 2017, 2016 e 2015.

Produção Média Internacional de Derivados de Petróleo			
	2017	2016	2015
Produção média total	94	128	149

Atualmente, participamos do setor de refino na América do Norte.

Nos Estados Unidos, possuímos 100% da Pasadena Refining System Inc. e 100% da *trading company* relacionada, a PRSI Trading, LLC. Em março de 2018, anunciamos o início da fase não vinculante relacionada à venda das companhias que integram a Pasadena Refining System por meio da sua afiliada, a Petrobras America Inc (PAI).

Volumes de Vendas no Exterior

Volumes de Vendas no Exterior, mdbl/d			
	2017	2016	2015
Vendas Internacionais	242	418	546

Distribuição

Principais Estatísticas de Distribuição			
	2017	2016	2015
	(US\$, em milhões)		
Receitas de vendas	27.567	27.927	33.406
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda	802	96	(219)
Ativo imobilizado	1.862	1.936	1.868
Despesas de Capital e Investimentos de acordo com as premissas de custo do Nosso Plano de Negócios	109	139	255

Distribuição no Mercado Interno

Somos a principal distribuidora de derivados de petróleo do Brasil, atuando por meio da nossa própria rede de varejo, por meio dos nossos próprios canais atacadistas e ao abastecer outros atacadistas e varejistas de combustível. Nosso segmento de distribuição vende derivados de petróleo que são produzidos principalmente pelo nosso segmento de Refino, Transporte e Comercialização (RTC) e busca expandir o mercado interno para esses derivados de petróleo e para outros combustíveis, incluindo GLP, gás natural, etanol e biodiesel.

O enfoque principal do nosso segmento de distribuição é ser a referência na distribuição de derivados de petróleo e biocombustíveis no Brasil, inovando e agregando valor aos nossos negócios, ao mesmo tempo em que promove operações seguras e responsabilidade ambiental e social, fortalecendo nossa marca.

Abastecemos e administramos a Petrobras Distribuidora, que é responsável por 29,9% do total do mercado de distribuição por varejo e atacado no Brasil. A Petrobras Distribuidora distribui derivados de petróleo, etanol, biodiesel e gás natural para clientes de varejo, comerciais e industriais. Em 2017, a Petrobras Distribuidora vendeu o equivalente a 744,2 mbb/d de derivados de petróleo e outros combustíveis para clientes de atacado e varejo; a maior parcela foi de diesel (39,8%).

Em 31 de dezembro de 2017, a rede de postos de gasolina da marca Petrobras Distribuidora era a maior varejista de mercado no Brasil, com 8.277 postos de gasolina – ou 19,69% dos postos brasileiros – segundo a ANP e a Associação Nacional das Distribuidoras de Combustíveis, Lubrificantes, Logística e Conveniência (Plural). A Petrobras Distribuidora possuía e franqueou postos que representaram 24,4% das vendas no varejo de diesel, gasolina, etanol, gás natural veicular e lubrificantes em 2017 no Brasil, de acordo com a ANP e a Plural.

A maioria dos postos de gasolina da Petrobras Distribuidora pertence a terceiros que usam o nome da marca Petrobras Distribuidora sob licença e compram exclusivamente de nós; também oferecemos suporte técnico, treinamento e publicidade aos franqueados. Possuímos 630 dos postos de gasolina da Petrobras Distribuidora e somos obrigados por lei a terceirizar a operações desses postos próprios. Em nossa opinião, a posição de participação no mercado baseia-se na forte imagem da marca Petrobras Distribuidora e na remodelação dos postos de gasolina e adição de centros de lubrificação e lojas de conveniência.

Nossa distribuição de derivados de petróleo e biocombustíveis no atacado sob a marca Petrobras Distribuidora para clientes comerciais e industriais representa 45,9% do total do mercado de atacado no Brasil, segundo a ANP e a Plural. Nossos clientes incluem empresas de aviação, transporte e industriais, assim como concessionárias e entidades governamentais.

Distribuição no Exterior

Também participamos do setor de varejo em outros países sul-americanos. Veja abaixo nossas atividades de distribuição internacional por região:

América do Sul

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

- Na **Argentina**, por meio da PESA, nossas operações incluíram 266 postos de gasolina de varejo até julho de 2016, quando vendemos a totalidade da nossa participação na PESA;
- No **Chile**, nossas operações incluíram 281 postos de gasolina, a distribuição e as vendas de combustível em aeroportos e uma fábrica de lubrificantes. Em julho de 2016, assinamos um contrato com o Southern Cross Group (“SCG”) para a venda da totalidade da nossa participação na distribuição no Chile. Também assinamos um acordo temporário de licenciamento de marca por meio do qual o SCG utilizará nossa marca;
- Na **Colômbia**, nossas operações incluem 113 postos de gasolina e uma fábrica de lubrificantes;

- No **Paraguai**, nossas operações incluem 192 postos de gasolina, a distribuição e as vendas de combustível em três aeroportos e uma fábrica de reabastecimento de GLP. Em outubro de 2017, anunciamos o início da fase vinculante para a venda dos nossos ativos no Paraguai; e
- No **Uruguai**, temos operações de *downstream* no país, incluindo 88 postos de gasolina.

Gás e Energia

Principais Estatísticas de Gás e Energia			
	2017	2016	2015
	(US\$, em milhões)		
Gás e Energia:			
Receitas de vendas.....	12.374	9.401	13.145
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda.....	3.018	1.252	518
Ativo imobilizado.....	13.231	13.094	14.674
Despesas de Capital e Investimentos de acordo com as premissas de custo do Nosso Plano de Negócios	1.127	717	793

Nosso segmento de Gás e Energia compreende o transporte e a distribuição de gás, a regaseificação de GNL, a fabricação de fertilizantes à base de nitrogênio, a geração de energia a gás natural e por outros combustíveis e a geração de energia a partir de fontes renováveis, incluindo fontes solares e eólicas.

O principal enfoque do nosso segmento de Gás e Energia é:

- Rentabilizar nossos recursos de gás natural;
- Assegurar a confiabilidade e a lucratividade no fornecimento de gás natural; e
- Consolidar nosso segmento de energia elétrica, explorando sinergias entre nossas capacidades de geração de energia e fornecimento de gás natural.

Gás e Energia no Mercado Interno

Há mais de duas décadas, trabalhamos ativamente para desenvolver, de maneira simultânea, as reservas de gás natural do Brasil e uma infraestrutura importante, com o objetivo de assegurar a flexibilidade e a confiabilidade no fornecimento de gás natural. Como consequência desse programa plurianual de desenvolvimento, o Brasil conta com um sistema integrado centrado em torno de duas redes principais e interligadas de dutos, uma conexão de gasoduto com a Bolívia e um duto isolado na região norte do Brasil (juntos, cobrem mais de 9.190 km). Essa rede permite entregar aos nossos clientes o gás natural processado em nossas instalações de gás e que chega dos nossos campos produtores de gás natural *onshore* e *offshore*, principalmente das bacias de Santos, Campos e Espírito Santo, assim como o gás natural regaseificado dos nossos três terminais de GNL e importado da Bolívia. É importante destacar que a Petrobras concluiu, em 04 de abril de 2017, a transação de venda de 90% das ações da companhia Nova Transportadora do Sudeste (“NTS”), com dutos de 2.043 quilômetros de extensão, para a Nova Infraestrutura Fundo de Investimentos em Participações (“FIP”), administrada pela Brookfield Brasil Asset Management Investimentos Ltda., uma entidade afiliada à Brookfield Asset Management.

Gás Natural

Nossos principais mercados de gás natural são:

- Clientes industriais, comerciais e de varejo;
- Geração de energia termelétrica; e
- Consumo das 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 das nossas operações de distribuição local de gás para os últimos três anos.

Fornecimento e Vendas de Gás Natural no Brasil, mmm³/d

	2017	2016	2015
Fontes de fornecimento de gás natural			
Produção nacional.....	53,7	44,0	44,9
Importado da Bolívia.....	24,0	28,4	32,1
GNL.....	5,0	3,8	18,0
Fornecimento total de gás natural.....	<u>82,7</u>	<u>76,2</u>	<u>95,0</u>
Vendas de gás natural			
Vendas para companhias locais de distribuição (1).....	36,7	34,8	37,5
Vendas para usinas termelétricas.....	20,7	18,0	31,1
Total de vendas de gás natural.....	<u>57,4</u>	<u>52,8</u>	<u>68,6</u>
Consumo interno (refinarias, fábricas de fertilizantes e usinas termelétricas a gás) (2).....			
	25,3	23,4	26,4
Receitas (US\$, em bilhões) (3).....			
	7,9	6,4	8,3

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

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

(3) Inclui as receitas de vendas de gás natural do segmento de Gás Natural para outros segmentos operacionais, serviços e outras receitas das companhias de gás natural.

Nosso volume de vendas de gás natural para clientes industriais, comerciais, de varejo e de geração de energia elétrica a gás em 2017 foi de 57,4 mmm³/d, representando um aumento de 8,7% em comparação com 2016. Esse aumento é atribuível ao crescimento das nossas atividades industriais de 2016 a 2017 e à maior geração elétrica das usinas elétricas a gás. O consumo de gás natural por refinarias e fábricas de fertilizantes diminuiu 1,8%. Atualmente, nosso principal enfoque é fornecer soluções de logística e processamento para a produção planejada de gás natural dos campos do pré-sal. Em 2018, pretendemos continuar investindo em:

(i) Construção de um novo gasoduto *offshore* – Rota 3 – com capacidade de 636 mmcf/d (18 mmm³/d) para conectar os campos produtores de pré-sal da Bacia de Santos com a unidade de processamento de Itaboraí. As atividades iniciais deverão começar no final de 2019.

(ii) Construção de uma unidade de processamento de gás natural com capacidade de 742 mmcf/d (21 mmm³/d), situada na cidade de Itaboraí, estado do Rio de Janeiro, também associada aos reservatórios do pré-sal na Bacia de Santos. A instalação de Itaboraí deverá começar as atividades em 2020.

(iii) Melhorias na unidade de processamento de gás natural de Caraguatatuba relacionadas aos reservatórios do pré-sal na Bacia de Santos.

A unidade de processamento de gás natural de Itaboraí deverá começar suas atividades em 2020.

Também possuímos e operamos três terminais de regaseificação de GNL capazes de receber FSRUs (Unidades Flutuantes de Armazenamento e Regaseificação) – um na Baía de Guanabara (estado do Rio de Janeiro), com capacidade de regaseificação de 706 mmcf/d (20 mmm³/d), outro em Pecém (estado do Ceará), no nordeste do Brasil, com capacidade de regaseificação de 247 mmcf/d (7 mmm³/d); e o último localizado na Baía de Todos os Santos (estado da Bahia), com capacidade de regaseificação de 494 mmcf/d (14 mmm³/d).

Em 2017, importamos 27 cargas de GNL no Brasil, em comparação com 26 em 2016. Além disso, em 2017, mantivemos nossas atividades comerciais principalmente no exterior, com 18 operações de trading fora do país (incluindo 2 recargas do Brasil).

Também possuímos e operamos 23 unidades de processamento de gás natural (incluindo unidades administradas pelos nossos segmentos de negócios de E&P, Gás e Energia e RTC) – 20 no Brasil e 3 na Bolívia, com capacidade total de processamento de 150,80 milhões de m³/dia. Nossas unidades de processamento de gás natural situam-se em Amazonas, Ceará, Rio Grande do Norte, Alagoas, Sergipe, Bahia, Espírito Santo, Rio de Janeiro, São Paulo e na Bolívia e são capazes de processar o gás natural na sua forma gasosa e condensada.

O volume médio total de gás natural processado no Brasil em 2017 foi de 71,7 milhões de m³/d, ou seja, 16% a mais do que em 2016. Em 2017, após o processamento do gás natural, os principais produtos foram 58,25 milhões de m³/dia de gás natural e 3,8 milhões de toneladas/dia de GLP. Além do gás natural produzido no Brasil,

também recebemos gás natural da Bolívia, por meio de um gasoduto, e gás natural liquefeito, importado de outros países em embarcações especializadas e regaseificado em terminais no Brasil.

O volume médio total de gás natural processado na Bolívia em 2017 foi de 20,5 milhões de m³/dia, ou seja, 17% a menos do que em 2016. O mapa abaixo mostra as redes de gasodutos, os terminais de GNL e as usinas de beneficiamento de gás natural.



Temos participações em dezenove das vinte e sete distribuidoras de gás natural no Brasil. Por meio da Gaspetro, em que temos 51% das ações, possuímos participações nessas distribuidoras que vão de 23,5% a 100%. Além disso, a Petrobras Distribuidora atua no estado do Espírito Santo e temos uma participação de 71,25% nessa distribuidora. As três distribuidoras mais significativas em nossa carteira (por volume de venda) são a CEG Rio, a Bahiagás e a Copergás (detidas por meio da Gaspetro) e o volume médio de vendas de gás natural para elas em 2017 totalizou 15,03 mmm³/d, representando 56,99% dos volumes médios de venda de gás das nossas vinte distribuidoras de gás natural em 2017.

Compromissos em Longo Prazo do Gás Natural

Quando iniciamos a construção do gasoduto Bolívia-Brasil (“GASBOL”) em 1996, celebramos um Acordo de Fornecimento de Gás (*Gas Supply Agreement*, ou GSA) com a companhia estatal boliviana Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos (YPFB) para comprar determinados volumes mínimos de gás natural por preços vinculados ao preço internacional do óleo combustível até 2019; depois disso, o acordo poderá ser prorrogado até a entrega de todo o volume contratado. No momento, estimamos que o acordo será prorrogado até 2022.

Nossas obrigações de volume no âmbito dos acordos de *ship-or-pay* celebrados com a Gas Transboliviano S.A. (GTB) e a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG) foram originalmente concebidos para corresponder às nossas obrigações de compra de gás segundo o GSA até 2019.

A respeito do lado boliviano do GASBOL, embora a YPFB tenha obrigações de entrega, a Petrobras pactuou em pagar, em nome da YPFB, os valores relacionados a 24 mmm³/d diretamente à GTB até 2019 e efetuou o pagamento antecipado de 6 mmm³/d até 2039.

No lado brasileiro do GASBOL, depois de 2020, há um compromisso de 12 mmm³/d de volume restante relacionado às importações de gás boliviano e 5,2 mmm³/d de capacidade extra entre Paulínia, no estado de São Paulo, e Araucária, no estado do Paraná. Uma capacidade adicional precisa ser contratada por meio de processo público realizado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), em conformidade com a legislação brasileira.

A tabela abaixo mostra nossos compromissos contratuais no âmbito desses acordos para o período de cinco anos de 2018 a 2022.

Além dos contratos supracitados, também temos obrigações no âmbito dos contratos de *ship-or-pay* celebrados com a Nova Transportadora do Sudeste (NTS) e a Transportadora Associada de Gás (TAG) para transportar gás natural produzido no Brasil e importar GNL a companhias de distribuição de gás, usinas de energia e refinarias de petróleo.

	2018	2019	2020	2021	2022
Compromissos de compra para com a YPFB					
Obrigações de volume (mmm ³ /d) (1).....	24,06	24,06	24,06	24,06	24,06
Obrigações de volume (mmcf/d) (1)	850,00	850,00	850,00	850,00	850,00
Projeção de petróleo bruto Brent (US\$) (2)	53,18	58,30	65,62	69,90	72,89
Pagamentos estimados (US\$, em milhões) (3)	1.340,86	1.349,68	1.382,96	1.485,61	1.623,05
Contrato ship-or-pay com a GTB					
Compromisso de volume (mmm ³ /d)	30,08	30,08	6,00	6,00	6,00
Compromisso de volume (mmcf/d).....	1.062,28	1.062,28	211,89	211,89	211,89
Pagamentos estimados (US\$, em milhões) (4) (5)	113,72	114,30	-	-	-
Contrato ship-or-pay com a TBG (7)					
Compromisso de volume (mmm ³ /d) (6)...	35,28	35,28	17,20	17,20	11,20
Compromisso de volume (mmcf/d).....	1.245,91	1.245,91	607,42	607,42	395,53
Pagamentos estimados (US\$, em milhões) (4)	513,58	546,26	150,60	150,65	18,06
Contrato ship-or-pay com a NTS					
Compromisso de volume (mmm ³ /d)	158,205	158,205	158,205	158,205	158,205
Compromisso de volume (mmcf/d).....	5.587,01	5.587,01	5.587,01	5.587,01	5.587,01
Pagamentos estimados (US\$, em milhões) (4)	1.246,21	1.235,44	1.235,44	1.239,01	1.228,36
Contrato ship-or-pay com a TAG (7)					
Compromisso de volume (mmm ³ /d)	75,87	75,87	75,87	75,87	75,87
Compromisso de volume (mmcf/d).....	2.679,35	2.679,35	2.679,35	2.679,35	2.679,35
Pagamentos estimados (US\$, em milhões) (4)	1.602,08	1.592,10	1.591,89	1.596,49	1.582,76

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

(2) Projeção de preço do petróleo bruto Brent baseada em nosso Plano para 2018-2022.

(3) Os pagamentos estimados são calculados usando os preços de gás esperados para cada ano, com base em nossa projeção de preço do petróleo bruto Brent. Os preços do gás poderão ser ajustados no futuro com base em nossas cláusulas contratuais; as quantias de gás natural compradas por nós poderão variar anualmente.

(4) Valores calculados de acordo com os preços atuais definidos em contratos de transporte de gás natural.

(5) Nenhum pagamento estimado de 2020 devido ao pagamento antecipado do Contrato TCO-Bolívia.

(6) Inclui contratos *ship-or-pay* relacionados ao aumento de capacidade da TBG.

(7) Estamos realizando processos de desinvestimento para a TBG e a TAG, que deverão ocorrer até 2022. Os contratos de *ship-or-pay* mostrados com a TBG e a TAG não estão inclusos em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, uma vez que tais contratos são transações intercompanhias.

Contratos de Venda de Gás Natural

Vendemos nosso gás natural principalmente para companhias locais de distribuição de gás e usinas termelétricas a gás, geralmente com base em contratos de fornecimento em longo prazo do tipo *take-or-pay* padrão. Isso representa 70% dos volumes totais de vendas; as fórmulas de preço no âmbito desses contratos são indexadas principalmente em uma cesta internacional de óleos combustíveis. Ademais, temos alguns contratos de vendas elaborados para criar flexibilidade na hora de corresponder a demanda dos clientes com nossa capacidade de fornecimento de gás. Incluem contratos de vendas de gás em longo prazo flexíveis e que podem ser interrompidos.

Em 2017, continuamos renegociando alguns contratos existentes de vendas de gás natural em longo prazo com companhias locais de distribuição de gás natural com a finalidade de promover ajustes nas condições comerciais de acordo com as demandas específicas do mercado, concluindo as negociações com cinco companhias locais de distribuição que representam 25% do mercado de gás natural não termelétrico, com aumento de preço médio de 9%. As renegociações continuarão em 2018 com as companhias locais de distribuição restantes. A tabela abaixo mostra nossos futuros compromissos de fornecimento de gás de 2018 a 2022, incluindo as vendas a companhias locais de distribuição de gás e usinas elétricas a gás:

Compromissos Futuros segundo os Contratos de Venda de Gás Natural, mmm ³ /d	2018	2019	2020	2021	2022
Para companhias locais de distribuição de gás:					
Partes relacionadas (1)	16,36	17,57	18,17	18,20	18,18
Terceiros	20,22	20,74	21,09	21,63	22,03
Para usinas termelétricas a gás:					
Partes relacionadas (1)	4,67	2,34	5,96	2,01	2,74
Terceiros	12,01	10,56	10,23	10,33	11,16
Total (2)	53,26	51,20	55,46	52,17	54,11
Valores estimados a serem faturados (US\$, em bilhões) (3) (4) .	4,52	4,99	5,15	5,62	5,46

- (1) Para os fins desta tabela, as "partes relacionadas" incluem todas as companhias locais de distribuição de gás e usinas de geração de energia em que temos participação acionária; "terceiros" referem-se àquelas em que não temos participação acionária.
- (2) Os volumes estimados baseiam-se em acordos de "take-or-pay e ship-or-pay" em nossos contratos, volumes esperados e contratos sob negociação (incluindo renovações de contratos existentes), não nas vendas máximas.
- (3) As estimativas baseiam-se em vendas externas e não incluem consumo ou transferências internos.
- (4) Os preços poderão ser ajustados no futuro, em conformidade com a fórmula definida no contrato; os valores reais poderão variar.

Energia

As necessidades de energia elétrica do Brasil são supridas principalmente por usinas hidrelétricas (95.619 MW de capacidade instalada), que são responsáveis por 60% da capacidade atual de geração do país, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). As usinas hidrelétricas dependem do nível anual de precipitação; nos anos com precipitação abundante, as usinas hidrelétricas brasileiras gerarão mais eletricidade e, conseqüentemente, será exigida uma geração menor das usinas termelétricas. A capacidade instalada total do Sistema Interligado Nacional em 2017 foi de 158.486 MW, de acordo com a ANEEL. Desse total, 6.148 MW (ou 3,9%) foi disponibilizado por 20 usinas termelétricas que operamos. Essas usinas foram construídas para complementar a energia das usinas hidrelétricas.

Em 2017, as usinas hidrelétricas brasileiras geraram 44.895 MWavg, que corresponderam a 68% das necessidades totais de eletricidade do país (65.603 MWavg), de acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A capacidade de geração hidrelétrica é complementada por outras fontes de energia (eólica, carvão, nuclear, óleo combustível, óleo diesel, gás natural e outros). Segundo o ONS, a eletricidade total gerada por essas fontes alcançou uma média de 20.707 MW em 2017, dos quais nossas usinas termelétricas contribuíram com 3.165 MWavg, em comparação com 2.252 MWavg em 2016 e 4.646 MWavg em 2015.

Vendas de Energia Elétrica e Compromissos para a Capacidade de Geração Futura

Segundo o regime de preços de energia do Brasil, uma usina termelétrica poderá vender somente a eletricidade certificada pelo MME e que corresponda a uma fração da sua capacidade instalada. Esse certificado é concedido a fim de assegurar uma venda constante de capacidade comercial ao longo dos anos para cada usina de energia, dada sua função no sistema brasileiro de complementar a hidreletricidade em períodos de precipitação

desfavorável. A quantia de capacidade certificada para cada usina de energia é determinada pela sua capacidade esperada de gerar energia ao longo do tempo.

A capacidade total certificada pelo MME (garantia física) poderá ser vendida por meio de contratos em longo prazo em leilões para companhias de distribuição de energia (disponibilidade), vendida por meio de contratos bilaterais firmados com clientes livres e usada para satisfazer as necessidades de energia das nossas próprias instalações.

Em troca da venda dessa capacidade certificada, as usinas termelétricas deverão produzir energia sempre que for solicitado pelo operador nacional (ONS). Além de um pagamento pela capacidade, as usinas termelétricas também recebem da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) um reembolso pelos custos variáveis (anteriormente declarados ao MME a fim de calcular a capacidade certificada comercial) contraídos sempre que a geração de eletricidade é solicitada.

Em 2017, a capacidade comercial certificada pelo MME para todas as usinas termelétricas controladas por nós foi de 4.040 MWavg, apesar de nossa capacidade total de geração ter sido de 6.148 MWavg. Dos 4.928 MWavg totais de capacidade comercial disponível (ou lastro) para venda em 2017, aproximadamente 62% foram vendidos como disponibilidade em leilões públicos no mercado regulamentado (em comparação com 70% em 2016) e cerca de 25% foram assumidos em contratos bilaterais e autoprodução (ou seja, vendas a partes relacionadas) (em comparação com 30% em 2016).

Conforme os termos dos contratos de disponibilidade de reserva, recebemos um valor fixo independentemente de gerarmos energia ou não. Além disso, sempre que precisamos fornecer energia no âmbito desses contratos, recebemos um pagamento adicional pela energia entregue que é definido na data do leilão e revisado mensal ou anualmente, de acordo com os índices internacionais de preços de combustível ajustados pela inflação.

Nossos compromissos futuros no âmbito de contratos bilaterais e da autoprodução são de 1.376 MWavg em 2018, 1.368 MWavg em 2019 e 1.091 MWavg em 2020. Os acordos vencem aos poucos, sendo que o último contrato vencerá em 2028. À medida que vencerem os contratos bilaterais existentes, venderemos nossa capacidade comercial certificada restante no âmbito de contratos em novos leilões realizados pelo MME ou por meio da celebração de novos contratos bilaterais.

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

	2017	2016	2015
Capacidade instalada e utilização da energia			
Capacidade instalada (MW)	6.148	6.148	6.148
Capacidade comercial certificada (MWavg)	4.040	4.197	4.307
Compras no mercado livre (MWavg).....	888	345	247
Capacidade comercial disponível (lastro) (MWavg)	4.928	4.542	4,554

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

	Volumes de Eletricidade Vendida (MWavg)		
	2017	2016	2015
Compromissos totais de vendas	4.270	4.463	4.451
Contratos bilaterais.....	788	835	854
Autoprodução	424	456	437
Leilões públicos a empresas de distribuição	3.058	3.172	3.160
Volume de geração.....	3.165	2.252	4.646
Receitas (US\$, em milhões) (1)	4.162	2.470	4.410

(1) Inclui as receitas de vendas de eletricidade do segmento de Energia para outros segmentos operacionais, serviços e outras receitas das companhias de eletricidade.

Fertilizantes

Nossas fábricas de fertilizantes na Bahia, Sergipe e Paraná produzem amônia e ureia para o mercado brasileiro. As unidades da Bahia e do Paraná também produzem agentes redutores líquidos automotivos (ARLA-32), enquanto a unidade do Sergipe também produz sulfato de amônio. A capacidade de produção combinada dessas fábricas é de 1.852.000 ton/a de ureia, 1.406.000 ton/a de amônia, 300.000 ton/a de sulfato de amônio e 800.000 ton/a de ARLA-32. A maior parte da nossa produção de amônia é utilizada para produzir ureia; o excesso de produção é vendido principalmente no mercado brasileiro. Em 2017, reduzimos a taxa de utilização dessas fábricas, o que resultou em uma diminuição de 31,07% no volume de produção em comparação com 2016 em virtude da manutenção de recuperação das fábricas de fertilizantes situadas na Bahia, no Sergipe e no Paraná. A tabela abaixo mostra nossas vendas e receitas de amônia e ureia para cada um dos últimos três anos:

	Amônia e ureia (t/y)		
	2017	2016	2015
Amônia.....	279.621	286.268	240.620
Ureia.....	858.051	1.033.648	1.283.673
Receitas (US\$, em milhões) (1).....	370	465	676

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

Por causa de grandes mudanças no contexto de negócios, em 2015, suspendemos os investimentos nos seguintes projetos de fertilizantes:

- UFN III, com a capacidade de produzir 1,2 mm ton/a de ureia e 70 m ton/a de amônia a partir de 2,2 mmm³/d de gás natural; e
- UFN V, com a capacidade de produzir 519.000 ton/a de amônia a partir de 1,3 mmm³/d de gás natural.

Em dezembro de 2017, anunciamos o início da fase vinculante a respeito do processo de desinvestimento de 100% dos ativos na Araucária Nitrogenados S.A. (“ANSA”) e na Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (“UFN III”).

O projeto de fertilizantes UFN V foi cancelado em janeiro de 2016.

Em março de 2018, decidimos interromper as atividades das nossas fábricas de fertilizantes situadas no Sergipe (“Fafen-SE”) e na Bahia (“Fafen-BA”). A decisão de interromper as atividades dessas unidades está de acordo com nossa posição estratégica de nos retirarmos completamente das atividades de produção de fertilizantes, como estabelecido em nosso Plano para 2018-2022.

Reconhecemos perdas por *impairment* no valor de US\$ 412 milhões para o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2017, a respeito das fábricas de fertilizantes, representando o valor contábil líquido total desses ativos, seguindo o plano de eliminar toda a nossa participação nesse segmento de negócios, como estabelecido em nosso Plano para 2018-2022 aprovado em dezembro de 2017, junto com a baixa expectativa de uma venda positiva das fábricas de fertilizantes e produtos nitrogenados. Além disso, reconhecemos US\$ 70 milhões em relação à instalação de fertilizantes de Araucária, principalmente no segundo trimestre de 2017, devido às projeções negativas de fluxo de caixa que se basearam no orçamento financeiro e nas projeções aprovados pela nossa administração e a uma taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 6,6% a.a. derivada do custo médio ponderado de capital (*weighted average cost of capital*, ou WACC) para o segmento de fertilizantes.

Reconhecemos perdas por *impairment* para o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2016 no valor de US\$ 153 milhões a respeito da instalação de fertilizantes UFN III e de US\$ 140 milhões a respeito da instalação de fertilizantes de Araucária, atribuídas principalmente a estes fatores: (i) uso de uma taxa de desconto maior; (ii) a valorização do *real* com relação ao dólar dos Estados Unidos para ambos os projetos; e (iii) um aumento nos custos estimados da produção na Araucária.

Reconhecemos anteriormente perdas por *impairment* no valor de US\$ 501 milhões, para o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2015, a respeito da instalação de fertilizantes UFN III em virtude de (i) uso de uma

taxa de desconto maior (refletindo um aumento no prêmio de risco do Brasil) e (ii) atraso nos fluxos de caixa futuros esperados, decorrente do adiamento do projeto, e de US\$ 190 milhões a respeito da instalação de fertilizantes UFN V, devido à nossa decisão de cancelar o projeto.

Para obter mais informações, consulte a Nota Explicativa 14 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Energias Renováveis

De forma independente e em parceria com outras companhias, investimos em fontes de geração de energia renovável no Brasil, inclusive eólica. Atualmente, participamos de empreendimentos controlados em conjunto em quatro usinas eólicas (Mangue Seco 1, 2, 3 e 4) e temos participação indireta em duas usinas hidrelétricas de pequeno porte (Areia e Água Limpa) por meio da nossa coligada Termoelétrica Potiguar S,A – TEP. Além disso, uma usina de energia solar, a UFVAR, integra nossos ativos. A capacidade de geração de energia que temos (de modo independente e por meio da nossa participação acionária em companhias de energia renovável) é equivalente a 25,4 MW de capacidade hidrelétrica, 1,1 MW de capacidade solar e 104 MW de capacidade eólica. Nós e nossas parceiras vendemos a energia dessas usinas diretamente ao governo federal brasileiro por meio dos leilões de “energia de reserva” de 2009.

Gás e Energia no Exterior

Também participamos do setor de gás e energia em outros países sul-americanos. Veja abaixo nossas atividades internacionais por região:

América do Sul

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

- Na **Argentina**, por meio da PESA, tínhamos quatro usinas de energia elétrica: Pichi Picún Leufú (hidrogeração), Genelba (ciclo combinado a gás), Genelba Plus (a gás) e EcoEnergia (cogeração); tínhamos uma participação em outras duas usinas de energia elétrica, a Central Termelétrica José de San Martín S.A. e a Central Termelétrica Manuel Belgrano S.A.; e também tínhamos ações de uma companhia de transporte de gás natural chamada TGS (Transportadora Gas del Sur). Em julho de 2016, vendemos toda a nossa participação na PESA, detida por meio da Petrobras Participaciones S.L. (“PPSL”), para a Pampa Energía. Por meio da Petrobras International Braspetro B.V.—PIB BV (Países Baixos), temos uma participação de 34% na Compañía Mega S.A., uma instalação de separação de gás natural.
- Na **Bolívia**, temos uma participação de 11% na GTB, proprietária da seção boliviana do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), que transporta o gás natural que produzimos na Bolívia para o mercado brasileiro.
- No **Uruguai**, participamos das duas companhias que são responsáveis pela distribuição de gás natural por gasodutos no país: (i) a Distribuidora de Gás Montevideo S.A., uma companhia da qual possuímos 100% das ações, que fornece gás natural para a área de Montevideu; e (ii) a Conecta S.A., uma companhia em que temos uma participação acionária de 55% (os 45% restantes pertencem à ANCAP, a companhia petrolífera estatal do Uruguai), que fornece gás natural ao resto do país.

Biocombustíveis

Principais Estatísticas de Biocombustíveis

	2017	2016	2015
	(US\$, em milhões)		

Biocombustível:			
Receitas de vendas	213	240	229
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda	(57)	(351)	(317)
Ativo imobilizado	89	100	91
Despesas de Capital e Investimentos de acordo com as premissas de custo do Nosso Plano de Negócios	35	96	43

O Brasil é líder mundial no uso e na produção de biocombustíveis. Em 2017, 88,6% dos veículos leves novos vendidos no Brasil tinham sistemas *flex* de combustível; os postos de gasolina oferecem a opção de 100% de etanol ou uma mistura de etanol e gasolina. Em março de 2015, o governo federal brasileiro aumentou a exigência de conteúdo de etanol anidro para a gasolina vendida no Brasil de 25% para 27%. O biodiesel também tem uma mistura obrigatória de 8% em todo o combustível diesel vendido no Brasil desde março de 2017, subindo para 10% em março de 2018.

Reconhecemos perdas por *impairment* para o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2016 em relação a investimentos pelo método de equivalência patrimonial, no valor de US\$ 208 milhões, relacionadas à Guarani S.A. e à Nova Fronteira Bioenergia S.A., em que tínhamos participações cuja venda foi aprovada no último trimestre de 2016. Para obter mais informações sobre nossas parcerias e desinvestimentos concluídos em 2017, consulte o Item 4. “Informações sobre a Empresa – Visão Geral do Grupo”. Para obter mais informações sobre a redução ao valor recuperável, consulte a Nota Explicativa 14 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Biodiesel

Em 2017, fornecemos 16% do biodiesel brasileiro (assumindo 100% da produção da BSBIOS Indústria e Comércio de Biodiesel Sul Brasil S.A. (BSBIOS Sul Brasil)) e atuamos como catalisador de mercado, obtendo e misturando suprimentos de biodiesel e fornecendo-os a distribuidoras menores, assim como aos nossos postos de gasolina. Possuímos diretamente três usinas de biodiesel (as atividades da usina de biodiesel de Quixadá foram interrompidas em novembro de 2016 por causa dos fracos resultados econômicos e ela se encontra no estado de hibernação restauradora) e, por meio da participação de 50% na BSBIOS Sul Brasil, temos mais duas usinas. A capacidade de produção de biodiesel dessas cinco usinas totaliza 18,4 mbb/d.

Etanol

Participamos historicamente da produção de etanol e de açúcar e vendemos a eletricidade excedente gerada a partir da queima do bagaço de cana-de-açúcar. Entretanto, tomamos a decisão estratégica de nos retirarmos da produção de biocombustíveis, preservando as competências tecnológicas em áreas com potencial de desenvolvimento, e iniciamos várias transações estratégicas para essa finalidade. Em 2017, concluímos a venda da nossa participação acionária na Guarani e a incorporação da Nova Fronteira na São Martinho. Consequentemente, possuímos 6,6% da São Martinho e 8,4% da Bambuí Bioenergia.

Em fevereiro de 2018, vendemos, por meio de um leilão na B3, ações da São Martinho S.A. (SMT03). Após a venda dos 6,6% de ações do capital total da São Martinho S.A., deixamos de ter participação na companhia.

Corporativo

	Principais Estatísticas Corporativas		
	2017	2016	2015
	(US\$, em milhões)		
Corporativo:			
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda	(18.111)	(13.723)	(14.961)
Ativo imobilizado	1.629	1.819	1.949
Despesas de Capital e Investimentos de acordo com as premissas de custo do Nosso Plano de Negócios	132	230	302

Nosso segmento corporativo compreende atividades que não podem ser atribuídas a outros segmentos, incluindo administração financeira da empresa, despesas gerais administrativas centrais e despesas atuariais relacionadas aos benefícios de pensão e saúde para funcionários aposentados e seus dependentes.

Em 2017, nossa perda antes do imposto de renda incluía a provisão para o acordo de resolução da ação coletiva, no valor de US\$ 3.449 milhões.

Estrutura Organizacional

Em 31 de dezembro de 2017, tínhamos 24 controladas diretas e 2 operações em conjunto diretas, conforme a lista abaixo. Vinte e três são entidades constituídas segundo as leis do Brasil; três foram constituídas no exterior. Também temos controladas indiretas (incluindo a PGF). Consulte o Apêndice 8.1 para ver uma lista completa das nossas controladas e operações em conjunto, incluindo nomes completos, jurisdições de constituição e nossa porcentagem 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.	
Petrobras Logística de Gás – Logigás	
Liquigás Distribuidora S.A.	
Araucária Nitrogenados S.A.	
Termomacaé Ltda.	
Breitener Energética S.A.	
Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco S.A. – CITEPE	
Termobahia S.A.	
Companhia Petroquímica de Pernambuco S.A. – 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.	
PDET Offshore S.A.	
Fábrica Carioca de Catalisadores S.A. – FCC (*)	
Ibiritermo S.A. (*)	

(*) Operações em conjunto.

Ativo imobilizado

Nossos ativos tangíveis mais importantes são poços, plataformas, instalações de refino, dutos, embarcações, outros ativos de transporte, usinas de energia e fábricas de fertilizantes e biodiesel. A maior parte deles situa-se no Brasil. Possuímos e fazemos o arrendamento mercantil das nossas instalações; algumas das instalações próprias estão sujeitas a ônus, embora o valor dos ativos onerados não seja significativo.

Temos o direito de explorar reservas de petróleo bruto e gás no Brasil no âmbito de contratos de concessão e de partilha de produção, mas as reservas propriamente ditas pertencem ao governo, segundo a legislação brasileira. O Item 4. “Informações sobre a Empresa” inclui uma descrição das nossas reservas e fontes de petróleo bruto e gás natural, principais ativos tangíveis e planos significativos para expandir e melhorar nossas instalações.

Em 31 de dezembro de 2017, nosso ativo imobilizado incluía US\$ 22.614 milhões (US\$ 22.954 milhões em 31 de dezembro de 2016) relacionados ao Contrato de Cessão Onerosa firmado entre nós e o governo federal brasileiro em 2010, que nos concede o direito de realizar atividades de prospecção e perfuração para petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos líquidos localizados na área do pré-sal, sujeito a uma produção máxima de cinco bilhões de barris de equivalente em petróleo. Para obter informações detalhadas sobre o Contrato de Cessão Onerosa, consulte a Nota Explicativa 12.3 das nossas demonstrações contábeis auditadas referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, assim como o Item 10. “Informações Adicionais – Contratos Significativos – Contrato de Cessão Onerosa”.

Também reconhecemos encargos de redução ao valor recuperável no valor de US\$ 1.191 milhões em 2017 (US\$ 6.193 milhões em 2016) em ativo imobilizado, intangível e ativos classificados como detidos para venda. Mais informações sobre a redução ao valor recuperável dos nossos ativos são fornecidas na Nota Explicativa 14 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Regulamentação do Setor de Petróleo e Gás no Brasil

Regime de Concessão para Petróleo e Gás

Segundo a legislação brasileira, o governo federal brasileiro possui todas as acumulações de petróleo bruto e gás natural no subsolo no Brasil. O governo federal brasileiro detém o monopólio da exploração, produção, refino e transporte de petróleo bruto e derivados de petróleo no Brasil e na sua plataforma continental, com a exceção de que as companhias contratadas para refino e distribuição em 1953 foram autorizadas a continuar essas atividades. Entre 1953 e 1997, fomos o agente exclusivo do governo federal brasileiro para a exploração do seu monopólio, incluindo a importação e a exportação de petróleo bruto e derivados de petróleo.

Como parte de uma vasta reforma do sistema de regulamentação de petróleo e gás, o Congresso brasileiro alterou a Constituição em 1995 a fim de autorizar o governo federal brasileiro a contratar qualquer empresa estatal ou privada para realizar atividades de pesquisa, refino de petróleo, comercialização transfronteiriça e transporte de petróleo, gás natural e respectivos derivados no Brasil. Em 06 de agosto de 1997, o Brasil promulgou a Lei Nº 9.478, que estabeleceu um modelo legal baseado em concessões, encerrando nosso direito de, exclusivamente, realizar atividades relacionadas a petróleo e gás e permitiu a concorrência em todos os aspectos do setor de petróleo e gás no Brasil. Desde então, estamos atuando em um ambiente cada vez mais desregulamentado e competitivo. A Lei Nº 9.478/1997 também criou uma agência reguladora independente (a ANP) para regular o setor de petróleo, gás natural e combustíveis renováveis no Brasil, assim como para criar um ambiente competitivo no setor de petróleo e gás. A partir de 02 de janeiro de 2002, o Brasil desregulamentou os preços do petróleo bruto, dos derivados de petróleo e do gás natural.

A Lei Nº 9.478/1997 estabeleceu um modelo legal baseado em concessões e nos concedeu o direito exclusivo de produzir as reservas de petróleo bruto em cada um dos nossos campos em produção, no âmbito dos contratos de concessão existentes, por um prazo inicial de 27 anos a contar da data em que foram declarados comercialmente lucrativos. São conhecidos como contratos de concessão da “Rodada Zero”. Esse período de 27 anos para a produção pode ser prorrogado mediante pedido da concessionária e com aprovação da ANP. A Lei Nº 9.478/1997 também estabeleceu um marco procedimental para reivindicarmos direitos exclusivos de exploração por um período de até três anos (posteriormente estendido para cinco anos) de áreas em que pudéssemos comprovar que fizemos descobertas comerciais ou investimentos em exploração antes da promulgação da lei em questão. A fim de aperfeiçoar nossa demanda de explorar e desenvolver tais áreas, tivemos de comprovar que possuíamos a capacidade financeira de realizar essas atividades, seja de modo independente ou por meio de outros acordos de parceria.

A partir de 1999, todas as áreas que ainda não tinham sido submetidas a concessões tornaram-se disponíveis para licitação pública realizada pela ANP. Todas as concessões concedidas a nós desde então foram obtidas por meio da nossa participação em rodadas de licitação pública ou pelo Acordo de Transferência de

Direitos. Em 2016, a ANP nos concedeu uma prorrogação da fase de produção do acordo de concessão relacionado ao Campo de Marlim e ao Campo de Voador até agosto de 2052, assim como uma prorrogação relacionada ao Campo de Ubarana até agosto de 2034. Em 2017, a ANP nos concedeu uma prorrogação da fase de produção do acordo de concessão relacionado ao Campo de Araçás até agosto de 2052.

Tributação sob o Regime de Concessão para Petróleo e Gás

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

- Bônus de assinatura pago no momento da celebração do acordo de concessão, que se baseiam no valor da proposta vencedora, sujeitas aos valores mínimos de assinatura publicados no edital de licitação;
- Pagamento anual pela ocupação ou retenção de áreas disponíveis para exploração e produção, a uma taxa estabelecida pela ANP no edital de licitação com base no tamanho, localização e características geológicas do bloco de concessão;
- Participação Especial que varia de 0 a 40% da receita líquida da produção de campos que atingem volumes elevados de produção ou lucratividade, de acordo com os critérios estabelecidos na legislação aplicável. A receita líquida é a receita bruta, determinada com base nos preços de referência para o petróleo bruto e o gás natural estabelecidos pelo Decreto Nº 2.705 e atos normativos da ANP, menos os *royalties* pagos, investimentos em exploração, custos operacionais, ajustes de depreciação e impostos aplicáveis. Em 2017, pagamos esta participação governamental em 18 dos nossos campos, a saber, Albacora, Albacora Leste, Baleia Azul, Baleia Franca, Barracuda, Baúna, Caratinga, 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 a uma taxa que varia entre 5% e 10% da receita bruta de produção, determinada com base nos preços de referência para o petróleo bruto e o gás natural estabelecidos pelo Decreto Nº 2.705 e atos normativos da ANP. Para estabelecer a alíquota dos *royalties* nos contratos de concessão, a ANP também leva em consideração os riscos geológicos e os níveis esperados de produtividade para cada concessão. Atualmente, a maior parte da produção de petróleo bruto é tributada na alíquota máxima de *royalties*.

A Lei Nº 9.478/1997 também exige que as concessionárias de campos *onshore* paguem ao proprietário do terreno uma taxa de participação que varia de 0,5% a 1,0% das receitas de vendas derivadas da produção do campo.

Regime do Contrato de Partilha de Produção para Áreas Potencialmente Estratégicas e Não Contratadas do Pré-sal

As descobertas de grandes reservas de petróleo e gás natural nas áreas do pré-sal das bacias de Campos e Santos promoveram uma alteração na legislação referente às atividades de exploração e produção de petróleo e gás nessas áreas.

Em 2010, foram promulgadas três leis novas para regulamentar as atividades de exploração e produção em áreas do pré-sal e outras áreas potencialmente estratégicas não sujeitas a concessões existentes: Lei Nº 12.351, Lei Nº 12.304 e Lei Nº 12.276. A legislação promulgada não afeta os contratos existentes de concessão do pré-sal, que cobrem aproximadamente 28% das áreas do pré-sal.

A Lei Nº 12.351/2010 regulamenta os contratos de partilha de produção para a exploração e a produção de petróleo e gás em áreas do pré-sal que não estão sob concessão e em áreas potencialmente estratégicas a serem definidas pelo CNPE. No âmbito do regime de partilha de produção, éramos a operadora exclusiva de todos os blocos. Entretanto, a Lei Nº 13.365/2016 modificou recentemente a Lei Nº 12.351/2010 a fim de nos dar a opção de ser a operadora dos blocos oferecidos em licitações públicas no âmbito do regime de partilha de produção. Não é mais obrigatório que sejamos a operadora exclusiva de todas as áreas. O CNPE vai nos oferecer somente a preferência de operar os blocos no âmbito do regime de partilha de produção. Como parte dessa alteração regulamentar, precisamos anunciar se exerceremos nosso direito de preferência para cada uma das

áreas oferecidas no prazo de trinta (30) dias após a notificação do CNPE, além de apresentar nossas justificativas. Depois do nosso anúncio, o CNPE proporá ao Gabinete Presidencial quais áreas devem ser operadas por nós. Os direitos de exploração e produção para essas áreas serão oferecidos em licitações públicas. Independentemente de exercermos ou não nosso direito de preferência, também poderemos participar, a nosso critério, do processo de licitação a fim de aumentar nossa participação nessas áreas. Não obstante, o licitante vencedor será a companhia que oferecer ao governo federal brasileiro a maior porcentagem de “óleo-lucro” – que é a produção de determinado campo após a dedução de *royalties* – e “óleo-custo” – que é o custo associado à exploração e produção do petróleo.

A Lei Nº 12.734 tornou-se parcialmente vigente em 30 de novembro de 2012 e alterou a Lei Nº 12.351, estabelecendo uma taxa de *royalties* de 15% aplicável à produção bruta de petróleo e gás natural no âmbito de futuros contratos de partilha de produção.

A Lei Nº 12.304/2010 autorizou a incorporação de uma nova companhia estatal não operacional que representará os interesses do governo federal brasileiro nos contratos de partilha de produção e administrará os contratos de comercialização relacionados à parcela de “óleo-lucro” dele. Essa nova empresa estatal foi constituída em 1º de agosto de 2013, chama-se Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) e participará de comissões operacionais, com voto decisivo e poder de veto, como definido no contrato; também administrará e controlará os custos decorrentes dos contratos de partilha de produção. No caso de contratos de partilha de produção, a PPSA realizará suas atividades legais específicas juntamente com a ANP – a agência reguladora independente que regulamenta e supervisiona as atividades de petróleo e gás no âmbito de todos os regimes de exploração e produção – e com o CNPE – a entidade que define as diretrizes que serão aplicadas ao setor de petróleo e gás, inclusive a respeito do novo modelo normativo.

Contrato de Cessão Onerosa e Oferta Global

Em conformidade com a Lei Nº 12.276/2010, celebramos um contrato com o governo federal brasileiro em 03 de setembro de 2010 (Contrato de Cessão Onerosa) segundo o qual ele nos concedeu o direito de realizar atividades para a exploração e a produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos em áreas especificadas do pré-sal, sujeito a uma produção máxima de cinco bnboe. O preço do contrato inicial para nossos direitos no âmbito do Contrato de Cessão Onerosa foi de R\$ 74.807.616.407, o equivalente a US\$ 42.533.327.500 em 1º de setembro de 2010. Consulte o Item 10. “Informações Adicionais – Contratos Significativos – Contrato de Cessão Onerosa”.

Em decorrência das atividades no âmbito do Contrato de Cessão Onerosa, declaramos a comercialidade dos campos de Búzios, Sépia, Itapu, Sul de Lula, Sul de Sapinhoá, Norte e Sul de Berbigão, Norte e Sul de Sururu e Atapu. O início da produção comercial deverá ocorrer no primeiro semestre de 2018.

Criamos uma comissão interna para negociar a revisão do Contrato de Cessão Onerosa com representantes do governo federal brasileiro (MME, Ministério da Fazenda e a ANP). A ANP e nós contratamos serviços de consultoria prestados por companhias internacionais especializadas no setor do petróleo (DeGolyer and MacNaughton e Gaffney, Cline & Associates) para auxiliar na negociação.

Lei do Gás Natural de 2009

Em março de 2009, o Congresso brasileiro promulgou a Lei Nº 11.909 (a Lei do Gás), que regulamenta atividades no setor do gás, incluindo transporte, beneficiamento, armazenamento, liquefação, regaseificação e comercialização. A Lei do Gás criou um regime de concessão para a construção e a operação de novos gasodutos para o transporte de gás natural, enquanto mantém um regime de autorização para gasodutos sujeito a acordos internacionais. De acordo com a Lei do Gás, após um período de exclusividade, os transportadores serão obrigados a conceder acesso a dutos de transporte e terminais marítimos, à exceção de terminais de GNL, para terceiros a fim de maximizar a utilização da capacidade.

A Lei do Gás autorizou a ANP a regular os preços para o uso dos dutos de transporte de gás conforme o novo regime de concessão, com base em um procedimento definido na lei como “chamada pública”, assim como a aprovar os preços apresentados pelos carregadores, de acordo com critérios previamente estabelecidos, para o uso dos novos dutos de transporte de gás conforme o regime de autorização.

As autorizações previamente emitidas pela ANP para o transporte de gás natural permanecerão válidas por 30 anos a contar da data da publicação da Lei do Gás; foi concedida exclusividade nesses dutos aos carregadores iniciais por 10 anos. Todos os dutos que nossas controladas possuem e operam atualmente no Brasil estão sujeitos a um regime de autorização. A ANP emitirá normas para reger o acesso de terceiros e a compensação dos carregadores se as partes não chegarem a um acordo.

A Lei do Gás também autorizou alguns consumidores – que podem comprar gás natural no mercado aberto ou obter seus próprios suprimentos de gás natural – a construir instalações e dutos para uso próprio caso as distribuidoras locais de gás controladas pelos estados (que têm o monopólio da distribuição local de gás) não satisfaçam as necessidades de distribuição. Esses consumidores são obrigados a delegar a operação e a manutenção das instalações e dutos às distribuidoras locais de gás, mas não são obrigados a assinar acordos de fornecimento de gás com essas distribuidoras.

Em dezembro de 2010, o Decreto Nº 7.382 foi promulgado a fim de regulamentar os Capítulos I a VI e o VIII da Lei do Gás no que diz respeito às atividades no setor de gás, incluindo transporte e comercialização. Desde a publicação desse decreto, várias normas administrativas foram promulgadas pela ANP e pelo MME com o objetivo de regulamentar diversas questões da Lei do Gás e do Decreto Nº 7.382 que precisavam ser elucidadas. Entre elas está a Resolução Nº 51/2013 da ANP, que impede um carregador de ter participação acionária em concessionárias de dutos de transporte de gás. A Resolução Nº 51/2013 aplica-se somente às concessões concedidas após sua publicação, sem afetar, portanto, o transporte da nossa produção de gás natural através de dutos operados por suas controladas e sujeito ao regime prévio de autorização.

Regulamentação de Preços

Até a Lei Nº 9.478 de 1997, o governo federal brasileiro tinha o poder de regulamentar todos os aspectos dos preços do petróleo bruto, derivados de petróleo, etanol, gás natural, energia elétrica e outras fontes de energia. Em 2002, o governo eliminou os controles de preço para o petróleo bruto e os derivados de petróleo, mas reteve a regulamentação de determinados contratos de vendas de gás natural e da eletricidade. Ao mesmo tempo, o governo federal brasileiro criou e ajustou periodicamente os impostos aplicáveis aos derivados de petróleo bruto, petróleo e gás natural, que foram usados como ferramenta para proporcionar estabilidade de preços aos consumidores finais e também aumentar as receitas fiscais.

Normas Ambientais

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

Nossas atividades *offshore* estão sujeitas à autoridade administrativa do IBAMA, que emite as respectivas licenças ambientais operacionais e de perfuração. Somos obrigados a apresentar relatórios, inclusive relatórios de monitoramento da segurança e da poluição, ao IBAMA a fim de manter nossas licenças. Dessa forma, mantemos um diálogo constante com os órgãos ambientais, a fim de aprimorar questões ligadas à gestão ambiental dos processos de exploração, produção e refino de petróleo e gás natural. Recentemente, em conjunto com o IBAMA, definimos ações e medidas para ajustar o processo de descarte de água produzida de algumas de nossas plataformas marítimas de produção às recentes exigências do IBAMA.

A maioria das condições ambientais, de saúde e segurança *onshore* é controlada em nível federal ou estadual, dependendo da localização das nossas instalações e do tipo de atividade em desenvolvimento. Todavia, também é possível que essas condições sejam controladas localmente quando os impactos decorrentes do empreendimento ou das atividades sejam locais ou sejam estabelecidos em uma unidade de conservação municipal. Conforme a legislação brasileira, há uma responsabilidade objetiva e solidária danos ambientais, mecanismos para a aplicação de normas ambientais e exigências de licenciamento empreendimentos e para atividades potencialmente poluidoras poluição.

As pessoas físicas ou jurídicas cujas condutas ou atividades derem causa a danos ao meio ambiente estão sujeitas a sanções penais e administrativas. Os órgãos de proteção ambiental do governo também poderão impor sanções administrativas em caso de descumprimento das leis e normas ambientais, incluindo:

- Multas;
- Suspensão parcial ou total de atividades;
- Requisitos para financiar a recuperação e projetos ambientais;
- Perda ou restrição de incentivos ou benefícios fiscais;
- Fechamento de estabelecimentos ou operações; e
- Perda ou suspensão da participação em linhas de crédito com estabelecimentos de crédito oficiais.

Estamos sujeitos a uma série de processos administrativos e legais relacionados a assuntos ambientais. Para obter mais informações sobre esses processos, consulte o Item 8. “Informações Financeiras – Processos Judiciais” e a Nota Explicativa 30 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas inclusas neste relatório anual.

Em 2017, investimos US\$ 0,8 bilhão em projetos ambientais, em comparação com US\$ 0,9 bilhão em 2016 e US\$ 1,1 bilhão em 2015. Esses investimentos continuam sendo direcionadas principalmente à redução de emissões e resíduos de processos industriais, administração do uso da água e de efluentes, tratamento de áreas afetadas, implementação de novas tecnologias ambientais, renovação dos nossos dutos e melhoria da nossa capacidade de responder a emergências.

Novo Modelo de Tributação para o Setor de Petróleo e Gás

Em 28 de dezembro de 2017, o governo federal brasileiro promulgou a Lei Nº 13.586, que descreve um novo modelo de tributação para o setor de petróleo e gás e, juntamente com o Decreto 9.128/2017, estabelece um novo regime especial para a exploração, o desenvolvimento e a produção de petróleo, gás e outros hidrocarbonetos líquidos, denominado Repetro-Sped.

Devido à aplicação desse novo modelo, esperamos uma maior estabilidade jurídica no setor de petróleo e gás no Brasil, o que poderá incentivar maiores investimentos e reduzir o número de litígios envolvendo os *players* do setor.

A respeito do Repetro-Sped, esse regime aprimora o Repetro antigo (Regime Aduaneiro Especial de Importação e Exportação de Bens Destinados à Exploração e Produção de Reservas de Petróleo e Gás Natural), prevendo principalmente a isenção fiscal para mercadorias mantidas permanentemente no Brasil, além da isenção anterior relacionada às admissões temporárias. Portanto, estamos avaliando transferências na titularidade de alguns ativos de petróleo e gás de controladas estrangeiras à controladora no Brasil. Esse regime expirará em dezembro de 2040.

Após a criação do Repetro-Sped, os estados brasileiros – conforme uma decisão do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) – concordaram em permitir incentivos fiscais relacionados ao ICMS desde que cada estado promulgue normas específicas que prevejam a isenção fiscal no setor de petróleo e gás.

Para obter informações adicionais sobre as principais disposições da Lei 13.586/17, do Decreto 9.128/17 e dos incentivos fiscais de ICMS no Repetro-Sped, consulte as notas explicativas 21.4.1 e 21.4.2-c das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Iniciativas de Saúde, Segurança e Meio Ambiente

A proteção da saúde humana e do meio ambiente é uma das nossas maiores preocupações, sendo essencial para nosso sucesso enquanto companhia integrada de energia.

Temos um Comitê de Segurança, Meio Ambiente e Saúde (SMS) composto por três membros do nosso Conselho de Administração, que são responsáveis por auxiliar nossa Diretoria nas seguintes matérias:

- Definição de metas estratégicas em relação a questões de SMS;

- Estabelecimento das políticas globais relacionadas à gestão estratégica de SMS nas empresas do sistema Petrobras; e
- Avaliação da conformidade do Plano Estratégico da Petrobras para as suas políticas globais de SMS, entre outros.

Nossos esforços para lidar com as questões referentes à segurança, meio ambiente e saúde e garantir a conformidade com as regulamentações ambientais (que, em 2017, totalizaram um investimento de R\$ 5,2 bilhões ou US\$ 1,6 bilhão) envolvem a administração de custos ambientais relacionados à produção e operações, equipamentos e sistemas de controle da poluição, projetos para a reabilitação de áreas degradadas, procedimentos e iniciativas de segurança para prevenção e controle de emergências e programas de controle de saúde e segurança, bem como:

- Um sistema de gestão de SMS que visa minimizar os impactos das operações e produtos para a saúde, segurança e meio ambiente, reduzir a poluição, o uso de recursos naturais e prevenir acidentes;
- A Frota Nacional de Petroleiros é totalmente certificada pelo Código Internacional de Gerenciamento para a Operação Segura de Navios e para a Prevenção da Poluição (Código ISM) da Organização Marítima Internacional (*International Maritime Organization*, ou IMO) desde dezembro de 1997;
- Engajamento regular e ativo com o MME e o IBAMA a fim de discutir questões ambientais relacionados a novos aspectos da produção de petróleo e gás, de transporte e logísticos das nossas operações;
- Um objetivo estratégico de reduzir a intensidade de emissões de gases de efeito estufa, juntamente com um conjunto de indicadores de desempenho com metas para monitorar o progresso em relação a esse objetivo; e
- Avaliamos cada um dos nossos projetos operacionais para identificar 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 2017, nossas emissões foram de 67 milhões de toneladas de CO2 equivalente. Em 2016, emitimos 66,5 milhões de toneladas de CO2 equivalente e, em 2015, 78,2 milhões de toneladas de CO2 equivalente. 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.

Em março de 2018, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a participação da companhia na Iniciativa Climática de Petróleo e Gás (*Oil and Gas Climate Initiative*, ou OGCI). Trata-se de uma das principais iniciativas do setor de petróleo e gás para minimizar as emissões de gases de efeito estufa. O compromisso assumido pela OGCI de apoiar o desenvolvimento, a implantação e a expansão de tecnologias de baixa emissão é de US\$ 1 bilhão nos próximos dez anos, com o desembolso distribuído igualmente entre todos os membros. A participação na OGCI está alinhada à estratégia da Petrobras de preparar a companhia para um futuro baseado em uma economia de baixo carbono, tal como divulgado no Plano de Negócios e Gestão 2018-2022, e reforça seu compromisso de reduzir as emissões com uma matriz de energia mais eficiente.

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 terceirizados, são as duas principais metas estabelecidas por nossa gestão de segurança. Apesar de termos desenvolvido programas de prevenção em todas as nossas unidades operacionais, registramos 6 fatalidades envolvendo empregados nossos e de contratadas em 2017 (em comparação com 3 em 2016). Além disso, em 18 de dezembro de 2017, houve um acidente envolvendo um homem que caiu no mar e não foi encontrado. No momento, estamos aguardando uma declaração judicial de morte presumida para computar esse acidente. Investigamos todos os acidentes divulgados a fim de identificar suas causas e, em seguida, adotamos medidas preventivas e corretivas, que são monitoradas regularmente. Em casos de acidentes graves, enviamos alertas para

toda a empresa com o intuito de permitir que outras unidades operacionais avaliem a probabilidade de ocorrência de eventos semelhantes em suas próprias operações.

Planos e Procedimentos de Remediação Ambiental

Como parte dos 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*. Para responder a esses eventos, temos embarcações totalmente equipadas dedicadas à recuperação de derramamento de petróleo, controle de derramamento de petróleo e combate a incêndio; barcos de apoio e outros veículos; barcos adicionais de apoio e recuperação disponíveis para combater derramamentos e vazamentos de petróleo *offshore*; barreiras de contenção flutuantes; barreiras de absorção flutuantes; e dispersantes de petróleo, entre outros recursos. Esses recursos estão distribuídos em 12 centros de proteção ambiental em áreas estratégicas em que atuamos em todo o Brasil, assim como em centros de resposta a emergências (distribuídos em 24 locais), a fim de assegurar uma resposta rápida e coordenada a derramamentos de petróleo *onshore* ou *offshore*.

Temos mais de 200 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 2017, realizamos 15 simulações de emergência de âmbito regional com a Marinha do Brasil, a defesa civil, os bombeiros, a polícia militar, organizações ambientais e entidades governamentais e comunitárias locais no Brasil.

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.

Continuamos avaliando e desenvolvendo iniciativas para abordar as preocupações de SMS e reduzir nossa exposição a riscos de SMS. Em 2017, tivemos derramamentos de petróleo que totalizaram 35,8 m³, em comparação com 51,9 m³ em 2016 e 71,6 m³ em 2015.

Seguros

Mantemos várias apólices de seguro, inclusive apólices contra incêndio, risco operacional, risco de engenharia, cobertura de danos materiais para ativos *onshore* e *offshore* (como plataformas fixas, sistemas de produção flutuantes e unidades de perfuração *offshore*), seguro de cascos marítimos para petroleiros e embarcações auxiliares, seguro de responsabilidade civil contra danos a terceiros e seguro de transporte. As coberturas dessas políticas são contratadas de acordo com os objetivos que definimos e as limitações impostas pelos mercados globais de seguros e resseguros. Apesar de algumas apólices terem sido emitidas no Brasil, a maioria das nossas apólices é ressegurada no exterior com resseguradoras classificadas como A- ou mais pela Standard & Poor's ou B+ ou mais pela A.M. Best.

Nossas apólices estão sujeitas a franquias, limites, exclusões e limitações. Não há garantia de que essa cobertura vai nos proteger adequadamente da responsabilidade civil decorrente de todas as possíveis consequências e danos associados às nossas atividades. Por conseguinte, não é possível garantir que existirá cobertura de seguro para todos os danos resultantes de possíveis incidentes ou acidentes, o que poderá afetar negativamente nossos resultados.

Especificamente, não mantemos cobertura de seguro para proteger nossos ativos em caso de guerra ou sabotagem. Tampouco mantemos uma cobertura para a interrupção de negócios, exceto para uma minoria das nossas operações internacionais e alguns ativos específicos no Brasil. Em geral, não mantemos cobertura para nossos poços em atividade no Brasil, exceto se exigido por um acordo de operação em conjunto. Além disso, nossas apólices de responsabilidade civil contra danos a terceiros não cobrem multas governamentais ou danos punitivos.

Nossas apólices nacionais de danos materiais têm uma franquia máxima de US\$ 180 milhões; os limites de indenização podem chegar a US\$ 2,5 bilhões para refinarias e US\$ 2,1 bilhões para plataformas, dependendo do valor de substituição dos nossos ativos. Temos autosseguro para ativos de menor valor, incluindo, sem limitação, embarcações auxiliares pequenas, algumas instalações de armazenamento e algumas instalações administrativas.

Nossa apólice de responsabilidade civil geral a respeito das atividades *onshore* e *offshore* no Brasil, incluindo perdas relacionadas a terceiros causadas por riscos ambientais súbitos, como derramamentos de petróleo, tem um limite máximo de indenização de US\$ 250 milhões, com franquia associada de US\$ 10 milhões. Também mantemos um seguro marinho com proteção e indenização (P&I) adicionais contra danos a terceiros relacionado às nossas operações *offshore* nacionais, com limite de indenização de US\$ 50 milhões a US\$ 500 milhões, dependendo do tipo de embarcação. Para atividades no Brasil, em caso de explosão ou evento semelhante em uma das nossas plataformas *offshore* não fixas, essas apólices poderão fornecer uma cobertura de responsabilidade civil combinada contra danos a terceiros no valor de até US\$ 750 milhões. Além disso, apesar de não segurarmos a maioria dos nossos dutos contra a perda de patrimônio líquido, temos um seguro contra danos ou perdas a terceiros decorrentes de incidentes específicos, como infiltração e poluição de petróleo inesperadas.

Fora do Brasil, temos operações em oito países e mantemos diferentes níveis de seguro de responsabilidade civil contra danos a terceiros, em decorrência de vários fatores, incluindo avaliações de riscos do nosso país, se tivermos operações *onshore* e *offshore*, ou exigências legais impostas pelo país específico onde atuamos. Mantemos apólices de seguro separadas de “controle de poço” em nossas operações internacionais para cobrir as responsabilidades civis decorrentes da erupção descontrolada de petróleo, gás, água ou fluido de perfuração, assim como para cobrir demandas de danos ambientais causados por explosão de poço e eventos semelhantes, além dos custos de limpeza relacionados, com limites de cobertura de até US\$ 500 milhões, dependendo do país.

Reservas Adicionais e Informações sobre a Produção

Em 2017, a produção de petróleo e gás no Brasil alcançou uma média de 2.408 mboe/d, dos quais 89% foram de petróleo e 11% de gás natural. A Bacia de Campos é uma das bacias *offshore* de petróleo e gás mais importantes e prolíficas do Brasil, com mais de 60 campos de hidrocarbonetos descobertos, oito grandes campos de petróleo e uma área total de aproximadamente 115 mil km² (28,4 milhões de acres). Em 2017, a Bacia de Campos produziu uma média de 1.212 mbbbl/d de petróleo e 215 mmcf/d (6 mmm³/d) de gás natural, representando 52% da nossa produção total no Brasil. Também realizamos operações limitadas de mineração de xisto betuminoso em São Mateus do Sul, na Bacia do Paraná, e convertimos o querogênio (matéria orgânica sólida) desses depósitos em petróleo e gás sintéticos. Essa operação é realizada em uma instalação integrada e seus produtos finais são gás combustível, GLP, nafta de xisto e óleo combustível de xisto. Nossa unidade de negócios não utiliza o método de fraturamento hidráulico (*fracking*) para a produção de petróleo, pois ele não é adequado no contexto das nossas operações. Tampouco injetamos água ou produtos químicos no solo em nossas operações de mineração de xisto betuminoso a céu aberto. Nosso processo consiste em esmagamento, triagem e aquecimento posterior do xisto em altas temperaturas (pirólise). Contamos com um processo adequado de segregação para os subprodutos derivados desse processo.

Em 31 de dezembro de 2017, nossas reservas provadas estimadas no Brasil totalizaram 9,5 bnbbbl de equivalente em petróleo, incluindo 8,3 bnbbbl de petróleo bruto, condensado e óleo sintético, além de 7,7 tcf de gás natural e gás sintético. Em 31 de dezembro de 2017, nossas reservas provadas desenvolvidas nacionais de

petróleo bruto, condensado e óleo sintético representavam 52% das nossas reservas provadas nacionais totais de petróleo bruto, condensado e óleo sintético; nossas reservas provadas desenvolvidas nacionais de gás natural e gás sintético representavam 59% das nossas reservas provadas nacionais totais de gás natural e gás sintético.

Calculamos as reservas com base em projeções de produção de campo, que dependem de vários parâmetros técnicos, tais como interpretação sísmica, mapas geológicos, testes de poço, estudos de engenharia dos reservatórios e dados econômicos. Nosso cálculo das reservas também inclui 2,6 tcf de volumes de gás combustível, que representam 34% das nossas reservas provadas de gás natural. Todas as estimativas das reservas envolvem algum grau de incerteza. A incerteza depende principalmente da quantidade de dados geológicos e de engenharia confiáveis no momento da estimativa, assim como da interpretação de tais dados. Nossas estimativas são feitas desse modo, utilizando os dados e as tecnologias mais confiáveis no momento, em conformidade com as práticas recomendadas no setor de petróleo e gás e as normas promulgadas pela SEC.

Controles Internos das Reservas Provadas

O processo de estimativa das reservas começa com uma avaliação inicial dos nossos ativos por geofísicos, geólogos e engenheiros. Os Coordenadores de Reservas Corporativos (CRCs) protegem a integridade e a objetividade das nossas estimativas de reservas, pois supervisionam e oferecem suporte técnico aos Coordenadores de Reservas Regionais (CRRs), que são responsáveis pela elaboração das estimativas de reservas. Nossos CRRs e CRCs são formados em geologia e engenharia e treinados internamente e no exterior, em seminários internacionais de estimativas de reservas. Os CRCs são responsáveis pela conformidade com as regras e normas da SEC, fazendo a consolidação e a auditoria do processo de estimativa de reservas. Em 2017, substituímos o técnico que era o principal responsável por supervisionar a elaboração das nossas reservas. O técnico retido recentemente tem 14 anos de experiência no campo e está conosco há 15 anos. Nossas estimativas de reservas são aprovadas pela Diretoria, que, em seguida, informa a aprovação ao Conselho de Administração.

A D&M utilizou nossas estimativas de reservas para realizar uma auditoria das reservas em 95% das nossas reservas provadas líquidas de petróleo bruto, condensado e gás natural, em termos de equivalente em petróleo, em 31 de dezembro de 2017, no Brasil. Além disso, a D&M utilizou nossas estimativas de reservas para realizar uma auditoria das reservas em 100% das reservas provadas líquidas de petróleo bruto, condensado e gás natural, em 31 de dezembro de 2017, em propriedades que operamos nos Estados Unidos. As estimativas de reservas foram preparadas em conformidade com as definições de reservas na Regra 4-10(a) da Norma S-X da SEC. Para obter mais informações sobre nossas reservas provadas, consulte “Informações Complementares sobre a Exploração e a Produção de Petróleo e Gás”, a partir da página F-132. Para uma divulgação que descreve a qualificação do técnico da D&M que é o principal responsável pela supervisão da auditoria e da avaliação das nossas reservas, consulte o Apêndice 99.1.

A D&M auditou 93% do nosso total de reservas provadas, em termos de equivalente em petróleo, em 31 de dezembro de 2017. A proporção das nossas reservas totais coberta pelos relatórios da D&M e a área geográfica em que as reservas cobertas estão situadas são resumidas na tabela abaixo.

País/Região	Reservas Provadas da SEC* (em mmmboe)	Reservas Auditadas (em mmmboe)	Reservas Não Auditadas (em mmmboe)	Proporção de Reservas Auditadas (%)
Brasil.....	9.528,8	9.078,3	450,5	95%
Petróleo e Gás Sintéticos no Brasil.....	7,4	-	7,4	-
Operadas na América do Norte.....	36,5	36,5	-	100%
Não Operadas na América do Norte.....	85,0	-	85,0	-
Outros Países.....	94,1	-	94,1	-
Total de Reservas Provadas	9.751,7	9.114,8	636,9	93%

Alterações nas Reservas Provadas

Em 2017, nossas reservas provadas totais resultaram em 9.751,7 milhões de boe, ou seja um aumento líquido de 79,6 milhões de boe em comparação com 2016. Incorporamos 670,1 milhões de boe de reservas provadas totais por revisões de estimativas anteriores, incluindo 355,4 milhões de boe em virtude de revisões econômicas, principalmente devido ao aumento de preços, e 314,7 milhões de boe em virtude de revisões técnicas, principalmente devido ao comportamento melhor do que o projetado dos reservatórios, no pré-sal das

bacias de Santos e Campos, ambas no Brasil. Além disso, adicionamos 246,7 milhões de boe em nossas reservas provadas em decorrência das respostas positivas a uma maior recuperação (injeção de água) e adicionamos 82,5 milhões de boe em nossas reservas provadas em virtude de extensões e descobertas, principalmente no pré-sal da Bacia de Santos. A produção de 919,8 milhões de boe em 2017 compensa esses aumentos, em parte. Essa produção não considera a produção de Testes de Poço Estendido (EWTs – *Extended Well Tests*) em blocos exploratórios e a produção na Bolívia, uma vez que a Constituição boliviana proíbe a divulgação e o registro das reservas do país.

No final de 2017, as reservas provadas não desenvolvidas da companhia aumentaram em 151,0 milhões de boe em comparação com o final de 2016. Esse aumento teve relação principalmente com as respostas positivas a uma melhora na recuperação (injeção de água) que totalizou 246,7 milhões de boe, no Brasil, e 82,3 milhões de boe em virtude de extensões e descobertas, principalmente no pré-sal da Bacia de Santos. As revisões econômicas de estimativas anteriores resultaram em um aumento de 175,9 milhões de boe, principalmente em virtude dos preços mais elevados, enquanto as revisões técnicas de estimativas anteriores incorporaram 27,2 milhões de boe. O aumento total foi parcialmente compensado pela conversão de algumas das nossas reservas provadas não desenvolvidas em reservas provadas desenvolvidas, principalmente devido ao início das atividades do FPSO P-66, no Campo de Lula, e operações *offshore* e *onshore* de perfuração e *tie-back*. Em 2017, investimos um total de US\$ 12,1 bilhões em projetos de desenvolvimento, dos quais 96% (US\$ 11,6 bilhões) foram investidos no Brasil. Também convertimos um total de 381,1 milhões de boe de reservas provadas não desenvolvidas em reservas provadas desenvolvidas, das quais aproximadamente 95,4% (363,7 milhões de boe) eram reservas brasileiras.

Em 31 de dezembro de 2017, tínhamos um total de 4.592,1 milhões de boe de reservas provadas não desenvolvidas em toda a companhia, das quais aproximadamente 9,0% (414,1 milhões de boe) permaneceram não desenvolvidas por cinco anos ou mais em decorrência de vários fatores que afetaram o desenvolvimento e a produção, incluindo a complexidade inerente de projetos de desenvolvimento em águas ultraprofundas, especialmente na Bacia de Santos e na Bacia de Campos, nos quais estamos fazendo investimentos a fim de desenvolver a infraestrutura necessária.

A maioria dos nossos investimentos está relacionada a projetos de desenvolvimento em longo prazo, que são desenvolvidos em fases por causa dos grandes volumes, extensões envolvidas, infraestrutura para águas profundas e ultraprofundas e da complexidade dos recursos de produção. Nesses casos, o desenvolvimento completo das reservas relacionadas a tais investimentos pode ultrapassar cinco anos.

Todos os volumes de reservas descritos acima são “líquidos”, ou seja, incluem somente nossa participação proporcional nos volumes das reservas e excluem as reservas atribuídas aos nossos parceiros.

As tabelas a seguir estabelecem nossa produção de petróleo bruto, gás natural, óleo sintético e gás sintético por área geográfica em 2017, 2016 e 2015:

	Produção de Hidrocarbonetos por Área Geográfica														
	2017					2016					2015				
	Petróleo + LGN (mdbl) (5)	Óleo Sintético + LGN (mdbl) (4)	Gás Natural (mcf) (1)	Gás Sintético (mcf) (1)(4)	Total (mboe)	Petróleo + LGN (mdbl) (5)	Óleo Sintético + LGN (mdbl) (4)	Gás Natural (mmcf) (1)	Gás Sintético (mmcf) (1)(4)	Total (mboe)	Petróleo + LGN (mdbl) (5)	Óleo Sintético + LGN (mdbl) (4)	Gás Natural (mmcf) (1)	Gás Sintético (mmcf) (1)(4)	Total (mboe)
Brasil*	785.161,1	969,7	555.820,9	183,6	878.798,2	783.862,2	915,0	533.815,1	209,0	873.801,8	775.807,5	1.022,0	563.085,5	328,5	870.707,5
Campo de Lula (2)	175.663,0		140.931,4		199.151,6	125.459,6		93.711,1		141.078,1	77.592,1		51.914,0		86.244,4
Campo de Búzios (2)	717,5				717,5	3.262,4				3.262,4	2.386,8				2.386,8
Outros	608.780,6	969,7	414.889,5	183,6	678.929,1	655.140,2	915,0	440.103,9	209,0	729.461,3	695.828,6	1.022,0	511.171,5	328,5	782.076,3
Internacionais:															
América do Sul (fora do Brasil)	1.872,5	-	85.388,2	-	16.103,8	8.007,7		144.728,7		32.129,2	14.089,0		173.338,5		42.997,0
América do Norte	13.164,5	-	21.450,4	-	16.739,5	12.093,3		32.054,7		17.435,8	11.169,0		24.528,0		15.257,0
Total internacional	15.037,0	-	106.838,6	-	32.843,3	20.101,0		176.783,4		49.564,9	25.258,0		197.866,5		58.254,0
Produção consolidada total	800.198,1	969,7	662.659,5	183,6	911.641,5	803.963,2	1.040,0	710.598,5	209,0	923.366,7	801.065,5	1.163,1	760.952,0	3.285,0	928.961,5
Investidas pelo método de equivalência patrimonial (3):															
América do Sul (fora do Brasil)	-	-	-	-	-	476,3		126,7		497,4	1.241,0		310,3		1.277,5
África	8.190,2	-	-	-	8.190,2	8.705,3				8.705,3	9.709,0				9.709,0
Produção mundial	808.388,3	969,7	662.659,5	183,6	919.831,7	813.144,9	1.040,0	710.725,2	209,0	932.569,5	812.015,5	1.163,1	761.262,3	3.285,0	939.948,0

- (1) Os números de produção de gás natural são os volumes de produção de gás natural disponível para venda, excluindo o gás queimado e reinjetado e o gás consumido em operações.
- (2) Os campos de Búzios e de Lula foram incluídos separadamente, pois contêm mais de 15% do nosso total de reservas provadas cada.
- (3) Investidas contabilizadas como patrimônio líquido.
- (4) Produzimos óleo e gás sintéticos a partir dos depósitos de xisto betuminoso em São Mateus do Sul, na Bacia do Paraná, no Brasil.
- (5) A produção de petróleo inclui produção de testes de poço estendido (EWTs) e de LGN. Nos últimos três anos, a produção de LGN representou 5,0%, 4,4% e 4,0% da nossa produção mundial de petróleo, respectivamente.

A tabela a seguir estabelece nossas reservas provadas líquidas estimadas desenvolvidas e não desenvolvidas de petróleo bruto e gás natural por região em 31 de dezembro de 2017.

Reservas Provadas Líquidas Estimadas Desenvolvidas e Não Desenvolvidas							
Categoria das reservas	Reservas						Total de derivados de petróleo e gás (mmboe) (4)
	Petróleo (mmbbl)	Gás natural (bnct) (1) (2)	Total de petróleo e gás natural (mmboe)	Óleo sintético (mmbbl) (3)	Gás sintético (bnct) (3)	Total de óleo e gás sintéticos (mmboe)	
Provadas desenvolvidas:							
Brasil	4.282,2	4.515,9	5.034,9	6,0	8,1	7,4	5.042,2
Internacional							
América do Sul (fora do Brasil)	0,7	56,7	10,2	-	-	-	10,2
América do Norte	72,1	24,2	76,1	-	-	-	76,1
Total internacional	72,8	80,9	86,3	-	-	-	86,3
Total de reservas provadas consolidadas desenvolvidas	4.355,0	4.596,8	5.121,2	6,0	8,1	7,4	5.128,5
Investidas pelo método de equivalência patrimonial							
África	29,6	9,3	31,1	-	-	-	31,1
Total de reservas provadas desenvolvidas...	4.384,6	4.606,0	5.152,3	6,0	8,1	7,4	5.159,6
Provadas não desenvolvidas:							
Brasil	3.967,2	3.160,2	4.493,9	-	-	-	4.493,9
Internacional							
América do Sul (fora do Brasil)	0,5	103,5	17,7	-	-	-	17,7
América do Norte	42,6	16,7	45,3	-	-	-	45,3
Total internacional	43,0	120,2	63,1	-	-	-	63,1
Total de reservas provadas consolidadas não desenvolvidas	4.010,2	3.280,5	4.557,0	-	-	-	4.557,0
Investidas pelo método de equivalência patrimonial							
África	33,8	8,0	35,1	-	-	-	35,1
Total de reservas provadas não desenvolvidas	4.044,0	3.288,5	4.592,1	0,0	0,0	0,0	4.592,1
Total de reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	8.428,6	7.894,5	9.744,4	6,0	8,1	7,4	9.751,7

- (1) Estimamos nossas reservas de petróleo e gás em um ponto de referência anterior às usinas de beneficiamento de gás. Portanto, contabilizamos somente as reservas de petróleo e gás natural úmido e, conseqüentemente, não estimamos separadamente as reservas de líquidos de gás natural (LGNs).
- (2) Nossa divulgação das reservas provadas de gás também inclui volumes de gás combustível, que representam 34% do nosso total de reservas provadas de gás natural.
- (3) Os volumes de óleo e gás sintéticos dos depósitos de xisto betuminoso na Bacia do Paraná, no Brasil, foram incluídos em nossas reservas provadas em conformidade com as regras da SEC para a estimativa e a divulgação das quantidades das reservas.
- (4) O total de reservas provadas inclui 292,7 milhões de barris de equivalente em petróleo relacionados aos ativos classificados como detidos para venda.

A tabela abaixo resume as informações sobre as mudanças no total de reservas provadas das nossas entidades consolidadas e investidas pelo método de equivalência patrimonial para 2017, 2016 e 2015:

Total de Reservas Provadas Desenvolvidas e Não Desenvolvidas (1) (2) (3) (4)									
	Entidades Consolidadas						Derivados de petróleo e gás das investidas pelo método de equivalência patrimonial (mmboe)	Total para todos os produtos (mmboe)	
	Petróleo (mmbbl)	Gás natural (bnfc)	Total de petróleo e gás natural (mmboe)	Óleo sintético (mmbbl)	Gás sintético (bnfc)	Total de óleo e gás sintéticos (mmboe)			Total de derivados de petróleo e gás (mmboe)
Informações sobre as quantidades das reservas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017									
1º de janeiro de 2017.....	8.160,3	8.595,1	9.592,8	6,8	9,2	8,3	9.601,1	71,1	9.672,2
Revisões de estimativas anteriores	680,9	(87,0)	666,4	0,2	0,1	0,2	666,6	3,5	670,1
Maior recuperação.....	212,7	204,2	246,7	-	-	-	246,7	-	246,7
Compras de reservas provadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensões e descobertas.....	69,4	78,4	82,5	-	-	-	82,5	-	82,5
Produção.....	(758,0)	(913,5)	(910,3)	(1,0)	(1,2)	(1,2)	(911,4)	(8,3)	(919,8)
Vendas de reservas provadas.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31 de dezembro de 2017	<u>8.365,3</u>	<u>7.877,2</u>	<u>9.678,1</u>	<u>6,0</u>	<u>8,1</u>	<u>7,4</u>	<u>9.685,5</u>	<u>66,3</u>	<u>9.751,7</u>
Informações sobre as quantidades das reservas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016									
1º de janeiro de 2016.....	8.687,0	10.406,8	10.421,5	6,9	9,3	8,5	10.430,0	86,0	10.516,0
Revisões de estimativas anteriores	197,6	(472,6)	118,8	0,8	1,2	1,0	119,8	11,2	131,0
Maior recuperação.....	-	0,1	0,0	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas provadas	0,7	93,3	16,3	-	-	-	16,3	-	16,3
Extensões e descobertas.....	87,8	92,1	103,2	-	-	-	103,2	-	103,2
Produção.....	(766,3)	(892,6)	(915,1)	(0,9)	(1,4)	(1,2)	(916,2)	(9,2)	(925,4)
Vendas de reservas provadas.....	(46,6)	(631,9)	(151,9)	-	-	-	(151,9)	(16,9)	(168,8)
31 de dezembro de 2016	<u>8.160,3</u>	<u>8.595,1</u>	<u>9.592,8</u>	<u>6,8</u>	<u>9,2</u>	<u>8,3</u>	<u>9.601,1</u>	<u>71,1</u>	<u>9.672,2</u>
Informações sobre as quantidades das reservas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015									
1º de janeiro de 2015.....	11.037,5	12.081,0	13.051,0	7,9	10,6	9,6	13.060,7	79,9	13.140,6
Revisões de estimativas anteriores	(1.990,8)	(1.178,3)	(2.187,2)	0,1	0,2	0,1	(2.187,1)	0,9	(2.186,2)
Maior recuperação.....	1,1	27,9	5,8	-	-	-	5,8	16,2	21,9
Compras de reservas provadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensões e descobertas.....	411,9	492,2	494,0	-	-	-	494,0	-	493,9
Produção.....	(766,0)	(924,5)	(920,1)	(1,0)	(1,4)	(1,3)	(921,3)	(11,0)	(932,3)
Vendas de reservas provadas.....	(6,8)	(91,4)	(22,0)	-	-	-	(22,0)	-	(22,0)
31 de dezembro de 2015	<u>8.687,0</u>	<u>10.406,8</u>	<u>10.421,5</u>	<u>6,9</u>	<u>9,3</u>	<u>8,5</u>	<u>10.430,0</u>	<u>86,0</u>	<u>10.516,0</u>

- (1) Estimamos nossas reservas de petróleo e gás em um ponto de referência anterior às usinas de beneficiamento de gás. Portanto, contabilizamos somente as reservas de petróleo e gás natural úmido e, conseqüentemente, não estimamos separadamente as reservas de líquidos de gás natural (LGNs).
- (2) Os volumes de produção de gás natural usados nesta tabela são os volumes líquidos retirados das nossas reservas provadas, incluindo o gás queimado e o gás consumido em operações, mas excluindo o gás reinjetado. Os volumes de produção de petróleo utilizados nesta tabela são os volumes líquidos retirados das nossas reservas provadas, excluindo o LGN e a produção de EWTs. Conseqüentemente, os volumes de produção de petróleo e gás natural nesta tabela são diferentes dos mostrados na tabela de produção acima, que mostra os volumes de produção de gás natural disponíveis para venda.
- (3) Nossa divulgação das reservas provadas de gás também inclui volumes de gás combustível, que representam 34% do nosso total de reservas provadas de gás natural.
- (4) Em 31 de dezembro de 2017, o total de reservas provadas inclui 292,7 milhões de barris de equivalente em petróleo relacionados aos ativos classificados como detidos para venda.

As tabelas a seguir mostram o número de poços produtivos de petróleo e gás natural brutos e líquidos, assim como a área total desenvolvida e não desenvolvida de petróleo e gás natural bruta e líquida, em que

tínhamos participação em 31 de dezembro de 2017. Não temos nenhuma área significativa com expiração anterior a 2025.

Poços Produtivos Brutos e Líquidos (1)								
	Em 31 de dezembro de 2017							
	Petróleo		Gás natural		Óleo sintético		Gás sintético	
	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido
Poços produtivos brutos e líquidos (1):								
Controladas consolidadas								
Brasil	7.185,0	7.161,0	199,0	191,0	-	-	-	-
Internacional								
América do Sul (fora do Brasil)	59,0	25,2	182,0	91,2	-	-	-	-
América do Norte	22,0	9,0	2,0	0,8	-	-	-	-
Total internacional	<u>81,0</u>	<u>34,2</u>	<u>184,0</u>	<u>91,9</u>	-	-	-	-
Total consolidado	<u>7.266,0</u>	<u>7.195,2</u>	<u>383,0</u>	<u>282,9</u>	-	-	-	-
Investidas pelo método de equivalência patrimonial:								
América do Sul (fora do Brasil)	-	-	-	-	-	-	-	-
África	47,0	2,5	0,0	0,0	-	-	-	-
Total de poços produtivos brutos e líquidos	<u>7.313,0</u>	<u>7.197,7</u>	<u>383,0</u>	<u>282,9</u>	-	-	-	-

Área desenvolvida e não desenvolvida bruta e líquida (1)								
	Em 31 de dezembro de 2017							
	Petróleo		Gás natural		Óleo sintético		Gás sintético	
	(em acres)							
Área desenvolvida bruta e líquida:	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido
Brasil	4.533.610,0	4.216.411,4	353.741,2	331.812,3	332,9	332,9	0,0	0,0
Internacional								
América do Sul (fora do Brasil)	2.525,7	848,6	33.311,2	11.192,6	-	-	-	-
América do Norte	11.663,4	6.163,6	788,8	261,3	-	-	-	-
Total internacional	<u>14.189,1</u>	<u>7.012,2</u>	<u>34.100,0</u>	<u>11.453,9</u>	-	-	-	-
Total consolidado	<u>4.547.799,1</u>	<u>4.223.423,6</u>	<u>387.841,3</u>	<u>343.266,2</u>	<u>332,9</u>	<u>332,9</u>	<u>0,0</u>	<u>0,0</u>
Investidas pelo método de equivalência patrimonial:								
África	428.866,8	32.003,7	-	-	-	-	-	-
Total de área desenvolvida bruta e líquida	<u>4.976.665,9</u>	<u>4.255.427,3</u>	<u>387.841,3</u>	<u>343.266,2</u>	<u>332,9</u>	<u>332,9</u>	<u>0,0</u>	<u>0,0</u>

	Em 31 de dezembro de 2017							
	Petróleo		Gás natural		Óleo sintético		Gás sintético	
	(em acres)							
Área não desenvolvida bruta e líquida:	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido
Brasil	761.820,4	629.105,4	131.925,5	127.777,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Internacional								
América do Sul (fora do Brasil)	1.650,9	554,7	60.860,1	20.449,0	-	-	-	-
América do Norte.....	9.145,1	4.561,0	790,4	202,8	-	-	-	-
Total internacional	<u>10.796,0</u>	<u>5.115,7</u>	<u>61.650,5</u>	<u>20.651,8</u>	-	-	-	-
Total consolidado	<u>772.616,4</u>	<u>634.221,1</u>	<u>193.576,0</u>	<u>148.429,5</u>	-	-	-	-
Investidas pelo método de equivalência patrimonial:								
África	215.707,6	19.671,7	-	-	-	-	-	-
Total de área não desenvolvida bruta e líquida	<u>988.324,0</u>	<u>653.892,8</u>	<u>193.576,0</u>	<u>148.429,5</u>	-	-	-	-

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

A tabela a seguir estabelece o número de poços exploratórios e em desenvolvimento produtivos e secos perfurados nos últimos três anos.

Poços Exploratórios e em Desenvolvimento Produtivos e Secos Líquidos			
	2017	2016	2015
Poços exploratórios produtivos líquidos perfurados:			
Controladas consolidadas:			
Brasil	7	7,7	41,1
América do Sul (fora do Brasil)	-	2,2	3,7
América do Norte	-	-	0,1
África	-	-	-
Outros	-	-	-
Total de controladas consolidadas	-	9,9	44,9
Investidas pelo método de equivalência patrimonial:			
América do Sul (fora do Brasil)	-	-	-
África	-	-	-
Total de poços exploratórios produtivos perfurados	7	9,9	44,9
Poços exploratórios secos líquidos perfurados:			
Controladas consolidadas:			
Brasil	0,4	5,1	14,9
América do Sul (fora do Brasil)	0,4	1,0	-
América do Norte	-	-	0,5
África	-	-	-
Outros	-	-	-
Total de controladas consolidadas	-	6,1	15,4
Investidas pelo método de equivalência patrimonial:			
América do Sul (fora do Brasil)	-	-	-
África	-	-	-
Total de poços exploratórios secos perfurados	0,8	6,1	15,4
Número total de poços exploratórios líquidos perfurados	7,8	16,0	60,2
Poços em desenvolvimento produtivos líquidos perfurados:			
Controladas consolidadas:			
Brasil	174,8	194,4	523,5
América do Sul (fora do Brasil)	2,4	24,5	70,9
América do Norte	0,6	0,4	0,7
África	-	-	-
Outros	-	-	-
Total de controladas consolidadas	177,8	219,3	595,1
Investidas pelo método de equivalência patrimonial:			
América do Sul (fora do Brasil)	-	0,0	0,7
África	1,0	1,7	0,0
Total de poços em desenvolvimento produtivos perfurados	178,8	221,0	595,8
Poços em desenvolvimento secos líquidos perfurados:			
Controladas consolidadas:			
Brasil	-	1,0	3,0
América do Sul (fora do Brasil)	-	-	0,5
América do Norte	-	-	-
África	-	-	-
Outros	-	-	-
Total de controladas consolidadas	-	1,0	3,5
Investidas pelo método de equivalência patrimonial:			
América do Sul (fora do Brasil)	-	-	-
África	-	-	-
Total de poços em desenvolvimento secos perfurados	-	1,0	3,5
Número total de poços em desenvolvimento líquidos perfurados	178,8	222,0	599,3

A tabela a seguir resume o número de poços em processo de perfuração em 31 de dezembro de 2017. Para obter mais informações sobre nossas atividades de exploração e produção em andamento no Brasil, consulte “– Exploração e Produção – Atividades no Brasil”. Nossas atividades atuais de exploração e produção fora do Brasil

são descritas em “– Exploração e Produção – Atividades no Exterior”. Além disso, consulte a Nota Explicativa 15 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para saber mais sobre os custos de exploração capitalizados e as informações complementares sobre a exploração e a produção de petróleo e gás não auditadas contidas em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Número de Poços em Perfuração em 31 de Dezembro de 2017

	Final de 2017	
	Bruto	Líquido
Poços Sendo Perfurados		
Controladas Consolidadas:		
Brasil	11	11
Internacionais:		
América do Sul (fora do Brasil)	2	0,7
América do Norte	-	-
África	-	-
Outros	-	-
Total internacional	2	0,7
Total consolidado	13	11,7
Investidas pelo método de equivalência patrimonial:		
América do Sul (fora do Brasil)	-	-
África	4	0,5
Total de poços em perfuração	17	11,5

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

	Brasil	América do Sul (fora do Brasil)	América do Norte	Total	Investidas pelo método de equivalência patrimonial (2)
	US\$				
Durante 2017					
<i>Preços médios de venda</i>					
Petróleo e LGN, por barril	50,48	34,18	47,92	50,42	53,87
Gás natural, por milhares de pés cúbicos (1) ..	6,30	3,53	3,31	6,10	-
Óleo sintético, por barril	42,42	-	-	42,42	-
Gás sintético, por milhares de pés cúbicos	3,97	-	-	3,97	-
<i>Custos médios de produção, por barril – total</i>	11,15	3,65	9,17	10,99	27,00
Durante 2016					
<i>Preços médios de venda</i>					
Petróleo e LGN, por barril	39,36	54,50	37,70	39,47	44,03
Gás natural, por milhares de pés cúbicos (1) ..	5,22	3,83	2,72	4,99	-
Óleo sintético, por barril	32,98	-	-	32,98	-
Gás sintético, por milhares de pés cúbicos	3,13	-	-	3,13	-
<i>Custos médios de produção, por barril – total</i>	10,36	6,95	6,83	10,18	35,11
Durante 2015					
<i>Preços médios de venda</i>					
Petróleo e LGN, por barril	42,16	65,96	45,31	42,60	51,77
Gás natural, por milhares de pés cúbicos (1) ..	6,04	3,97	2,75	5,77	-
Óleo sintético, por barril	48,20	-	-	48,20	-
Gás sintético, por milhares de pés cúbicos	5,68	-	-	5,68	-
<i>Custos médios de produção, por barril – total</i>	12,97	8,80	3,16	12,61	32,16

- (1) Os volumes de gás natural utilizados no cálculo desta tabela são os volumes de produção de gás natural disponíveis para venda e também são mostrados na tabela de produção acima. As quantias de gás natural foram convertidas de bbl para pés cúbicos em conformidade com esta escala: 1 bbl = 6 pés cúbicos.
- (2) Operações na Venezuela e na África – PO&G. Após o desinvestimento da PESA em 2016, não temos mais aplicações de patrimônio líquido na Venezuela.

Item 4A. Comentários Não Resolvidos da Equipe

Nenhum.

Item 5.Revisão e Prospectos Operacionais e Financeiros

Discussão e Análise da Condição Financeira e Resultados Operacionais pela Administração

As informações abaixo foram obtidas das demonstrações contábeis preparadas em conformidade com as IFRS. Para obter mais informações, consulte “Apresentação de Informações Financeiras e Outras” e as Notas Explicativas 2, 4 e 5 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

A discussão a seguir sobre nossa condição financeira e resultados operacionais deve ser lida em conjunto com nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e as notas explicativas que as acompanham, a partir da página F-5 deste relatório anual.

Visão Geral

Nossa renda é proveniente de:

- vendas no mercado interno, que consistem em vendas de derivados de petróleo (inclusive diesel, gasolina, combustível de aviação, nafta, óleo combustível e gás liquefeito de petróleo), gás natural, eletricidade, etanol, produtos químicos e energias renováveis;
- vendas por exportação, que consistem principalmente em vendas de petróleo bruto e derivados de petróleo;
- vendas internacionais (excluindo as vendas por exportação), que consistem em vendas de petróleo bruto, gás natural e derivados de petróleo comprados, produzidos e refinados no exterior; e
- outras fontes, incluindo serviços, rendimento de juros de aplicações, parcela dos ganhos em investidas contabilizadas como patrimônio líquido, ganhos de variação cambial e ganhos de indexação à inflação em instrumentos financeiros.

Nossas despesas incluem:

- custos das vendas (compostos principalmente por custos da mão de obra direta, custos operacionais e compras de petróleo bruto, derivados de petróleo, gás natural e eletricidade no mercado *spot*); manutenção e reparos do ativo imobilizado; depreciação, exaustão e amortização de ativo imobilizado, campos de petróleo e bonificações de assinatura (custos de aquisição); e custos de exploração de petróleo e gás;
- vendas (que incluem despesas para transporte e distribuição dos nossos produtos), despesas gerais e administrativas;
- pesquisa e desenvolvimento;
- redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*) e outras despesas operacionais; e
- perdas por despesa de juros, indexação à inflação e variação cambial em dívida e outros instrumentos financeiros.

As flutuações em nossa condição financeira e resultados operacionais são causadas por uma combinação de fatores, incluindo:

- o volume de petróleo bruto, derivados de petróleo e gás natural que produzimos e vendemos;

- alterações nos preços internacionais do petróleo bruto e dos derivados de petróleo (denominados em dólares dos Estados Unidos);
- alterações nos preços do petróleo bruto e dos derivados de petróleo no mercado interno (denominados em reais);
- flutuações nas taxas de câmbio do real em relação ao dólar dos Estados Unidos e outras moedas, conforme estabelecido na Nota Explicativa 33.2(c) das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas;
- a demanda por derivados de petróleo no Brasil e a quantia de importações necessárias para suprir a demanda interna;
- os valores recuperáveis dos ativos para fins de testes de redução ao valor recuperável; e
- o valor dos impostos sobre a produção das nossas operações, que somos obrigados a pagar.

Volumes e Preços de Vendas

A lucratividade das nossas operações em qualquer período contábil específico está relacionada aos preços e volumes de vendas de petróleo bruto, derivados de petróleo, gás natural e biocombustíveis que vendemos e à relação entre esses preços e os preços internacionais. Nossas vendas líquidas consolidadas em 2017 totalizaram 1.214.358 mboe, representando US\$ 88.827 milhões em receitas de vendas, em comparação com 1.273.533 mboe, representando US\$ 81.405 milhões em receitas de vendas em 2016, e em comparação com 1.402.739 mboe, representando US\$ 97.314 milhões em receitas de vendas em 2015.

Por sermos uma companhia verticalmente integrada, processamos a maior parte da produção de petróleo bruto em nossas refinarias e vendemos os derivados de petróleo refinados principalmente no mercado interno brasileiro. Por conseguinte, o preço dos derivados de petróleo no Brasil causa um impacto mais significativo em nossos resultados financeiro do que os preços do petróleo bruto. Os preços internacionais dos derivados de petróleo variam com o tempo em decorrência de muitos fatores, inclusive o preço do petróleo bruto. Pretendemos vender nossos produtos no Brasil em paridade com os preços internacionais.

O preço médio do petróleo bruto Brent (divulgado pela Bloomberg), que é um petróleo de referência internacional, foi de US\$ 54,35 por barril em 2017, US\$ 44,11 por barril em 2016 e US\$ 52,31 por barril em 2015. Em dezembro de 2017, os preços do petróleo bruto Brent alcançaram uma média de US\$ 64,21 por barril.

Em junho de 2017, nossa Diretoria Executiva aprovou uma revisão da nossa política de preços para diesel e gasolina. Assim, nossa área técnica de comércio e *trading* estará autorizada a fazer ajustes nos preços a qualquer momento, inclusive diariamente, desde que os ajustes acumulados por produto fiquem dentro de um intervalo específico (-7% a +7%). Além disso, qualquer alteração fora desse intervalo precisará ser autorizada pelo nosso Grupo Executivo de Mercado e Preços, que inclui nosso Presidente, nosso Diretor Executivo de Refino e Gás Natural e nosso Diretor Executivo Financeiro e de Relações com Investidores. A revisão da política aprovada permitirá uma maior aderência dos preços do mercado interno ao mercado internacional no curto prazo, além de preparar a companhia para competir de maneira mais ágil e eficiente.

Os princípios da política de preços, que foi aprovada em outubro de 2016, permanecem inalterados, levando em consideração o preço da paridade internacional (*international parity price*, ou IPP), margens que refletem os riscos relacionados às operações e o nível de participação no mercado.

Em junho de 2017, nossa Diretoria Executiva também aprovou a política de preços para a comercialização de GLP que será vendido por distribuidoras em cilindros de até 13 kg para uso residencial (GLP-13). Essa política prevê reajustes mensais calculados pelo preço médio do butano e do propano no mercado europeu no mês anterior, mais uma margem de 5%.

Em janeiro de 2018, nossa Diretoria Executiva aprovou uma revisão da nossa política de preços para a comercialização do GLP-13 e definiu novos critérios para a aplicação dos ajustes, mais uma regra de transição para o ano de 2018. Além disso, nossa Diretoria Executiva implementou um mecanismo de compensação elaborado para medir qualquer diferença entre os preços definidos na política revisada com relação à política original, assim como distribuir o valor dessa diferença no ano seguinte a fim de administrar melhor a transferência da volatilidade de preço no mercado internacional para o preço nacional.

Em 2017, 79,2% das nossas receitas de vendas foram provenientes das vendas de receita de vendas, gás natural e outros produtos no Brasil, em comparação com 79,9% em 2016 e 78,1% em 2015.

	Para o Exercício Findo em 31 de Dezembro de								
	2017			2016			2015		
	Volume	Preço Médio Líquido	Receitas de Vendas	Volume	Preço Médio Líquido	Receitas de Vendas	Volume	Preço Médio Líquido	Receitas de Vendas
(mbbl, salvo indicação em contrário)	(US\$) (1)	(US\$, em milhões)	(mbbl, salvo indicação em contrário)	(US\$) (1)	(US\$, em milhões)	(mbbl, salvo indicação em contrário)	(US\$) (1)	(US\$, em milhões)	
Diesel.....	261.821	95.70	25.049	285.422	89,40	25.524	336.723	90,70	30.532
Gasolina automotiva	190.178	88.20	16.765	199.381	81,60	16.263	201.821	80,90	16.320
Óleo combustível (incluindo combustível para navios).....	22.144	62.90	1.392	24.526	47,60	1.167	37.880	60,60	2.297
Nafta.....	48.880	53.90	2.637	55.221	44,80	2.472	48.404	53,60	2.594
Gás liquefeito de petróleo.....	85.949	46.50	3.999	85.486	36,10	3.083	84.592	34,10	2.881
Combustível de aviação.....	36.842	85.00	3.131	37.147	69,30	2.573	40.187	82,70	3.325
Outros derivados de petróleo.....	62.258	60.60	3.775	68.101	49,50	3.372	65.202	53,20	3.468
Subtotal de derivados de petróleo.....	708.072	80.10	56.748	755.284	72,10	54.454	814.809	75,40	61.417
Gás natural (boe).....	131.882	39.20	5.174	121.994	32,40	3.952	157.815	37,30	5.894
Etanol, produtos nitrogenados, energias renováveis e outros produtos não petrolíferos.....	40.771	95.10	3.878	40.843	91,60	3.743	45.063	85,80	3.868
Eletricidade, serviços e outros.....	-	-	4.533	-	-	2.753	-	-	4.850
Total no mercado interno.....	880.725	-	70.333	918.121	-	64.902	1.017.687	-	76.029
Exportações.....	245.275	53.30	13.075	202.744	41,60	8.439	186.060	52,10	9.692
Vendas internacionais	88.358	61.30	5.419	152.668	52,80	8.064	198.992	58,30	11.593
Total no mercado internacional	333.633	-	18.494	355.412	-	16.503	385.052	-	21.285
Receitas de vendas consolidadas	1.214.358	-	88.827	1.273.533	-	81.405	1.402.739	-	97.314

(1) Preço médio líquido calculado dividindo-se as receitas de vendas pelo volume anual.

Estratégia Fiscal e Efeito dos Impostos em Nosso Lucro

Nossa estratégia fiscal descreve a conformidade com o direito tributário do Brasil e de outros países, onde atuamos em conjunto com a administração de risco fiscal, contribuindo para aumentar a lucratividade, como corporação que influencia o ambiente econômico e social do qual fazemos parte. Também desejamos manter uma relação ética e transparente com as autoridades fiscais, desenvolvendo as áreas onde atuamos, uma vez que somos um dos maiores contribuintes do Brasil, o que resulta em um efeito multiplicador sobre a cobrança de impostos em jurisdições federais, estaduais e municipais, assim como impostos sobre a produção no âmbito da ANP.

Estamos sujeitos a impostos sobre nossos rendimentos à taxa corporativa de 34% estabelecida pela legislação brasileira, que se divide em 25% de imposto de renda e 9% de contribuição social. Desde 2015, reconhecemos despesas de imposto de renda sobre os rendimentos não isentos gerados pelas nossas controladas estrangeiras com base nas taxas corporativas estabelecidas pela legislação brasileira, conforme a Lei Nº. 12.973/2014.

Além dos impostos pagos em nome dos consumidores aos governos federal, estadual e municipal, como o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços, somos obrigados a pagar três encargos principais em nossas atividades de produção de petróleo no Brasil no âmbito da ANP: *royalties*, participação especial e bonificações de retenção. Consulte o Item 4. “Informações sobre a Empresa – Regulamentação do Setor de Petróleo e Gás no Brasil – Tributação no Regime de Concessão para Petróleo e Gás” e o Item 3. “Informações Principais – Fatores de Risco – Riscos Relacionados ao Brasil”. Esses encargos impostos pelo governo federal brasileiro estão inclusos em nosso custo de vendas.

Inflação e Variação da Taxa de Câmbio

Inflação

Após forte alta em 2015 (10,67%), a inflação brasileira desacelerou nos anos de 2016 (6,29%) e 2017 (2,95%). Esse movimento esteve associado a uma frágil expansão da demanda interna e a um baixo nível de utilização da capacidade instalada. Tal cenário permitiu que o governo reduzisse a taxa de juros para 7,0% a.a. no final de 2017. Consulte o Item 3. “Informações Principais – Fatores de Risco – Riscos Relacionados ao Brasil e à Nossa Relação com o Governo Federal Brasileiro”.

Variação da Taxa de Câmbio

As flutuações na taxa de câmbio têm vários efeitos nos nossos resultados operacionais em reais. O ritmo relativo em que nossas receitas e despesas totais em reais aumentam ou diminuem com a taxa de câmbio, assim como o impacto dela em nossas margens, é afetado pela nossa política de preços no Brasil. Não havendo mudanças nos preços internacionais do petróleo bruto, dos derivados de petróleo e do gás natural, quando o real é valorizado em relação ao dólar dos Estados Unidos e não ajustamos nossos preços no Brasil, nossas margens geralmente melhoram. Não havendo mudanças nos preços internacionais do petróleo bruto, dos derivados de petróleo e do gás natural, quando o real é desvalorizado em relação ao dólar dos Estados Unidos e não ajustamos nossos preços no Brasil, as margens geralmente pioram. Entretanto, nosso objetivo é vender nossos produtos no Brasil em paridade com os preços internacionais, quando possível. Para obter mais informações sobre nossos preços, consulte “– Volumes e Preços de Vendas”.

A depreciação do real em relação ao dólar dos Estados Unidos também aumenta nosso serviço de dívida em reais, uma vez que o valor em reais necessário para pagar o principal e os juros na dívida em moeda estrangeira aumenta em virtude da depreciação do real. A desvalorização do real também aumenta nossos custos de importação de petróleo e derivados de petróleo, mercadorias e serviços importados necessários para nossas operações e os impostos sobre a produção. A menos que a depreciação do real seja compensada por preços mais elevados para nossos produtos vendidos no Brasil, uma desvalorização aumenta nosso serviço de dívida relativo aos fluxos de caixa, enquanto também diminui nossas margens operacionais.

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

Designamos relações de *hedge* de fluxo de caixa em que (a) os itens cobertos são ganhos ou perdas cambiais das receitas de exportação futuras altamente prováveis denominadas em dólar dos Estados Unidos; (b) ganhos ou perdas cambiais em proporção às nossas obrigações de dívida em longo prazo denominadas em dólar dos Estados Unidos; e (c) o risco coberto é o efeito de alterações nas taxas de câmbio entre o dólar dos Estados Unidos e nossa moeda funcional, o real. As obrigações de dívida em longo prazo (instrumentos de *hedge*) e as exportações futuras (itens cobertos) são expostas aos riscos cambiais do real/dólar dos Estados Unidos à respectiva taxa de câmbio *spot*. A contabilidade do *hedge* do fluxo de caixa permite que ganhos ou perdas decorrentes do efeito de alterações na taxa de câmbio da moeda estrangeira sobre os instrumentos de *hedge* sejam reconhecidos em outros resultados abrangentes no patrimônio líquido e, em seguida, reciclados do patrimônio líquido para os resultados nos períodos durante os quais as transações cobertas (exportações futuras) acontecem, ao invés de serem imediatamente reconhecidos como resultados. Consulte “– Políticas Contábeis Críticas e Estimativas – Contabilidade de *Hedge* de Fluxo de Caixa Envolvendo nossas Exportações Futuras” e as Notas Explicativas 4.3.6, 5.8 e 33.2(a) das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter mais informações sobre nosso *hedge* de fluxo de caixa.

A variação da taxa de câmbio também afeta a quantia de ganhos retidos disponíveis para distribuição por nós quando expressos em dólares dos Estados Unidos. As quantias divulgadas como disponíveis para distribuição em nossos registros contábeis exigidos por lei são calculadas em reais e preparadas em conformidade com as IFRS; poderão aumentar ou diminuir quando expressas em dólar dos EUA se o real for valorizado ou desvalorizado em relação a ele.

A flutuação da taxa de câmbio também produz efeitos de conversão cambial em nossos resultados operacionais. Nossa moeda funcional principal é o real, por ser a moeda funcional nossa e das nossas controladas brasileiras; nossa moeda de apresentação é o dólar dos Estados Unidos. Portanto, nossos resultados operacionais em reais foram convertidos para dólares dos Estados Unidos usando as taxas de câmbio médias prevalecentes durante o período, conforme estabelecido na IAS 21 – “Os efeitos das taxas de câmbio”. Consulte a Nota Explicativa 2 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017 para saber mais sobre a conversão de valores em reais para dólares dos Estados Unidos.

Quando o real é valorizado em relação ao dólar dos Estados Unidos, como aconteceu em 2017, o efeito geralmente é o aumento das receitas e despesas quando expressas em dólares dos EUA. Quando o real é desvalorizado em relação ao dólar dos Estados Unidos, o efeito geralmente é a diminuição das receitas e despesas quando expressas em dólares dos EUA. Em 2017, a média do real apresentou uma valorização de 8% em relação ao dólar dos Estados Unidos, em comparação com uma depreciação de 4,2% em 2016 e de 42% em 2015. Até 15 de abril de 2018, o real apresentou uma depreciação de 3% em relação ao dólar dos Estados Unidos, em comparação com 31 de dezembro de 2017.

Com o intuito de isolar o efeito da conversão cambial em nossos resultados operacionais, a tabela abaixo apresenta uma reconciliação da nossa demonstração de resultados com as informações financeiras em uma base de moeda constante, presumindo as mesmas taxas de câmbio entre cada trimestre para a conversão. Os valores e as respectivas variações apresentados em moeda constante não são medidas definidas nas IFRS. Nosso cálculo poderá não ser comparável ao cálculo de outras empresas e não deve ser visto como substituto para qualquer medida calculada em conformidade com as IFRS.

	Conforme divulgado				Informações financeiras em base de moeda constante			
	Janeiro a dezembro		Variação		Janeiro a dezembro de 2017		Variação *	
	US\$, em milhões				US\$, em milhões			
	2017	2016	Δ	Δ(%)	Efeitos da conversão cambial	Resultados em base de moeda constante	Δ	Δ(%)
Receitas de vendas	88.827	81.405	7.422	9	6.904	81.923	518	1
Custo das vendas	(60.147)	(55.417)	(4.730)	(9)	(4.589)	(55.558)	(141)	-
Lucro bruto	28.680	25.988	2.692	10	2.315	26.365	377	1
Despesas de venda	(4.538)	(3.963)	(575)	(15)	(301)	(4.237)	(274)	(7)
Despesas gerais e administrativas ...	(2.918)	(3.319)	401	12	(231)	(2.687)	632	19
Custos da exploração	(800)	(1.761)	961	55	(43)	(757)	1.004	57
Despesas com pesquisa e desenvolvimento	(572)	(523)	(49)	(9)	(41)	(531)	(8)	(2)
Outros impostos	(1.843)	(714)	(1.129)	(158)	(113)	(1.730)	(1.016)	(142)
Redução ao valor recuperável dos ativos.....	(1.191)	(6.193)	5.002	81	(21)	(1.170)	5.023	81
Outras receitas e despesas	(5.599)	(5.207)	(392)	(8)	(232)	(5.367)	(160)	(3)
Resultado operacional	11.219	4.308	6.911	160	1.333	9.886	5.578	129
Resultado financeiro líquido	(9.895)	(7.755)	(2.140)	(28)	(806)	(9.089)	(1.334)	(17)
Resultado de participações em investidas	673	(218)	891	409	59	614	832	382
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	1.997	(3.665)	5.662	154	586	1.411	5.076	138
Imposto de renda e contribuição social	(1.828)	(684)	(1.144)	(167)	(299)	(1.529)	(845)	(124)
Lucro (Prejuízo) do exercício	169	(4.349)	4.518	104	287	(118)	4.231	97

* Variação após isolamento dos efeitos da conversão cambial entre períodos usados para a conversão.

Resultados Operacionais

As diferenças em nossos resultados operacionais de ano para ano ocorrem em decorrência de uma combinação de fatores, incluindo, principalmente: o volume de petróleo bruto, derivados de petróleo e gás natural que produzimos e vendemos; o preço pelo qual vendemos nosso petróleo bruto, derivados de petróleo e gás natural, assim como a relação desses preços com os preços internacionais; o nível e o custo das importações e exportações necessárias para suprir nossa demanda; impostos sobre a produção; e o diferencial entre as taxas de inflação brasileiras e internacionais, ajustadas pela desvalorização ou valorização do real em relação ao dólar dos Estados Unidos.

A tabela abaixo mostra quanto cada uma dessas variáveis mudou nos últimos três anos. Os volumes de produção apresentados nesta tabela foram preparados em conformidade com os critérios da SPE, que são os critérios que aplicamos a fim de analisar nossos resultados operacionais:

	2017	2016	2015
Produção de petróleo bruto e LGN (mmbbl/d):			
Brasil	2.154	2.144	2.128
Internacional.....	41	55	69
Produção internacional não consolidada (1)	22	25	30
Produção total de petróleo bruto e LGN	2.217	2.224	2.227
Alteração na produção de petróleo bruto e LGN	2,9%	(0,1)%	3,6%
Preço médio de venda para petróleo bruto (US\$/barrel):			
Brasil	50,48	39,36	42,16
Internacional.....	47,16	43,52	55,99
Produção de gás natural (mmcf/d) (2):			

Brasil	3.006	2.910	2.814
Internacional.....	294	486	546
Produção total de gás natural	3.000	3.396	3.360
Alteração na produção de gás natural (somente vendido).....	9,8%	1,1%	7,9%
Preço médio de venda para o gás natural (US\$/mcf) (2):			
Brasil	6,30	5,22	6,04
Internacional.....	3,47	3,57	3,77
Taxa de câmbio no final do ano (reais/US\$)	3,31	3,26	3,90
Valorização (desvalorização) durante o ano (3)	(1,5)%	16,4%	(46,8)%
Taxa de câmbio média para o ano (reais/US\$)	3,19	3,48	3,34
Valorização (desvalorização) durante o ano (4)	8,3%	(4,2)%	(41,9)%
Taxa de inflação (IPCA)	2,94%	6,28%	10,67%

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

(2) As quantias foram convertidas de bbl para pés cúbicos em conformidade com esta escala: 1 bbl = 6 pés cúbicos.

(3) De acordo com a taxa de câmbio no final do ano (US\$/R\$)

(4) De acordo com a taxa de câmbio média para o ano (US\$/R\$)

Resultados Operacionais – 2017 em comparação com 2016

Receitas de Vendas

As receitas de vendas aumentaram em 9%, chegando a US\$ 88.827 milhões em 2017 em comparação com US\$ 81.405 milhões em 2016, o que foi ocasionado principalmente por:

- Maiores receitas de exportação (US\$ 4.636 milhões) em virtude dos preços internacionais mais elevados do petróleo bruto e dos derivados de petróleo, assim como do volume mais alto de petróleo bruto exportado, refletindo um aumento na participação no mercado interno.
- Maiores receitas internas (US\$ 5.431 milhões) em decorrência de:
 - a) Maiores receitas de derivados de petróleo (US\$ 2.294 milhões), refletindo principalmente o aumento médio nos preços do diesel e da gasolina quando expressos em dólares dos Estados Unidos, assim como preços médios mais elevados de realização para outros derivados de petróleo, tais como gás liquefeito de petróleo e combustível de aviação, após o aumento nos preços internacionais. Esses efeitos foram parcialmente neutralizados pela diminuição do volume de vendas de derivados de petróleo em virtude da queda na participação no mercado, principalmente para os mercados de diesel e gasolina;
 - b) Aumento das receitas de eletricidade (US\$ 1.678 milhões) em virtude do maior despacho de termelétricas com preços mais altos no mercado *spot*, em decorrência da piora das condições hidrológicas; e
 - c) Maiores receitas de gás natural (US\$ 1.222 milhões), refletindo o aumento do despacho de termelétricas com preços e vendas mais elevados.
- Diminuição das receitas das operações no exterior (US\$ 2.645 milhões) por causa da venda da Petrobras Argentina S.A. no terceiro trimestre de 2016 e da Petrobras Chile Distribución Ltda. no primeiro trimestre de 2017.

Custo das Vendas

O custo das vendas aumentou em 9% e chegou a US\$ 60.147 milhões em 2017, em comparação com US\$ 55.417 milhões em 2016, principalmente por causa de:

- Efeitos de conversão cambial que aumentaram o custo médio das vendas quando expresso em dólares dos Estados Unidos, refletindo a valorização da média do real;
- Maiores despesas com impostos sobre a produção devido ao aumento dos preços internacionais e da produção do Campo de Lula, ao qual foi imposta uma taxa de participação especial mais elevada; e
- Aumento das despesas com eletricidade em decorrência dos preços mais elevados no mercado *spot*.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por:

- Diminuição dos custos de importação de petróleo e derivados de petróleo em virtude da maior parcela de petróleo bruto nacional na matéria-prima beneficiada e do menor volume de vendas de derivados de petróleo no mercado interno;
- Diminuição dos custos de importação de gás natural em virtude da maior parcela de gás natural nacional no *mix* de vendas;
- Diminuição das despesas com depreciação, refletindo a redução ao valor recuperável de ativos reconhecida em 2016;
- Diminuição dos custos das operações no exterior, atribuída principalmente à venda da Petrobras Argentina S.A. e da Petrobras Chile Distribución Ltda.

Despesas de Venda

As despesas de venda aumentaram em 15%, chegando a US\$ 4.538 milhões em 2017 em comparação com US\$ 3.963 milhões em 2016, o que se deve principalmente aos efeitos da conversão cambial, que aumentou as despesas de venda média quando expressas em dólares dos Estados Unidos, e aos encargos de transporte mais elevados devido ao uso de gasodutos de terceiros, após a venda da Nova Transportadora do Sudeste (NTS). Esses efeitos foram parcialmente compensados pela menor redução ao valor recuperável de direitos creditórios comerciais e outros, principalmente em relação a companhias do setor de eletricidade, e pelos efeitos da venda da Petrobras Argentina S.A. e da Petrobras Chile Distribución Ltda.

Despesas Gerais e Administrativas

As despesas gerais e administrativas diminuíram 12%, chegando a US\$ 2.918 milhões em 2017 em comparação com US\$ 3.319 milhões em 2016. Essa diminuição reflete principalmente as menores despesas com pessoal, após os desligamentos no âmbito do Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário (PIDV), e as menores despesas com serviços administrativos terceirizados. Para obter mais informações, consulte o Item 6. “Conselheiros, Alta Administração e Funcionários – Funcionários e Relações Trabalhistas”.

Custos da Exploração

Os custos da exploração diminuíram 55%, chegando a US\$ 800 milhões em comparação com US\$ 1.761 milhões em 2016, em virtude da diminuição dos custos de exploração de poços nos quais demos baixa por serem poços subcomerciais ou secos, no total de US\$ 1.002 milhões. Uma divisão dos custos da exploração por natureza é apresentada na Nota Explicativa 15 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Despesas com Pesquisa e Desenvolvimento

As despesas com pesquisa e desenvolvimento aumentaram 9%, chegando a US\$ 572 milhões em comparação com US\$ 523 milhões em 2016, o que foi ocasionado pelos efeitos da conversão cambial que aumentaram as despesas com Pesquisa e Desenvolvimento quando expressas em dólares dos Estados Unidos. Consulte o Item 5. “Revisão e Prospectos Operacionais e Financeiros – Pesquisa e Desenvolvimento” para saber mais sobre nossas atividades de pesquisa e desenvolvimento.

Outros impostos

Os outros impostos subiram 58%, chegando a US\$ 1.843 milhões em comparação com US\$ 714 milhões em 2016, o que se deve principalmente à decisão de aderirmos aos programas de regularização tributária federais do Brasil. Consulte a Nota Explicativa 21 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter mais informações sobre esses programas de recuperação fiscal.

Redução ao Valor Recuperável dos Ativos (Impairment)

Reconhecemos perdas por *impairment* no valor de US\$ 1.191 milhões em 2017 principalmente para ativos de RTC e Gás e Energia (US\$ 781 milhões e US\$ 446 milhões, respectivamente), o que foi ocasionado principalmente pelos custos mais elevados da matéria-prima e pela menor margem de refino projetada, assim como após a diminuição da expectativa de uma venda positiva das fábricas de fertilizantes e produtos nitrogenados.

A respeito dos ativos de E&P, a maior percepção de risco do mercado brasileiro diminuiu as taxas de desconto aplicadas para fins de testes *impairment*, juntamente com a maior eficiência operacional de alguns campos e a diminuição da carga fiscal estabelecida nas novas regras de tributação aplicáveis ao setor de petróleo e gás, resultando em reversões de US\$ 1.733. Por outro lado, a aceleração esperada da cessação da produção de determinados campos, refletindo uma otimização da carteira de investimentos, assim como a menor taxa de desconto ajustada ao risco para custos de descomissionamento, que também aumentou o custo dos ativos em relação ao abandono e ao desmantelamento dessas áreas, foram os fatores que mais contribuíram para as perdas por *impairment* nas propriedades produtivas no Brasil. Ademais, contabilizamos as perdas por *impairment* para E&P no âmbito do programa de parceria e desinvestimento, principalmente a respeito dos equipamentos de produção e perfuração de petróleo e gás no Brasil e à venda de uma parte do Campo de Roncador na Bacia de Campos (US\$ 405 milhões).

As perdas por *impairment* em 2017 foram 81% menores em comparação com 2016. Consulte as Notas Explicativas 4.10, 5.2, 5.3 e 14 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter mais informações sobre a redução ao valor recuperável dos nossos ativos.

Outras Receitas e Despesas

As Outras receitas e despesas aumentaram em 8%, chegando a US\$ 5.599 milhões em 2017 em comparação com US\$ 5.207 milhões em 2016, o que é atribuído principalmente a estes fatores:

- Provisão mais alta para perdas em processos judiciais (US\$ 2.954 milhões), afetada principalmente pelo acordo para resolver a ação coletiva nos Estados Unidos;
- Diminuição dos ganhos com a revisão da provisão para custos de descomissionamento, em decorrência da maior taxa de desconto e da valorização do real em relação ao dólar dos Estados Unidos em 2017 (US\$ 1.154 milhões);
- Aumento das despesas com benefícios de pensão e saúde associadas a aposentados (US\$ 486 milhões), em virtude da atualização financeira e aumento da obrigação atuarial líquida;

- Ganho com a venda e a baixa de ativos (US\$ 1.205 milhões), devido principalmente à venda das participações na NTS e suas participações restantes medida em valor justo (US\$ 217 milhões);
- Reversão das provisões relacionadas ao Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário (PIDV) devido ao cancelamento das inscrições em 2017 (US\$ 237 milhões), em comparação com as despesas do PIDV em 2016 (US\$ 1.228 milhões); e
- Diminuição das despesas com variação cambial reclassificadas do patrimônio líquido para resultado desencadeada pela venda de algumas investidas (US\$ 1.420 milhões), refletindo principalmente a venda da PESA em 2016 (US\$ 1.428 milhões).

Resultado Financeiro Líquido

A despesa financeira líquida aumentou 28%, chegando a US\$ 9.895 milhões em 2017 em comparação com US\$ 7.755 milhões em 2016, em decorrência de:

- Maiores despesas com variação cambial e monetária (US\$ 1.697 milhões), geradas por:
 - a) Perdas de variação da taxa de câmbio no valor de US\$ 718 milhões causadas pelo impacto de uma desvalorização de 13,7% do dólar dos Estados Unidos em relação a nossa dívida líquida em euros em 2017, em comparação com os ganhos cambiais de US\$ 191 milhões graças à valorização de 3,1% da dívida líquida em 2016 (US\$ 909 milhões);
 - b) Perdas cambiais no valor de US\$ 39 milhões causadas pelo impacto de uma desvalorização de 9,1% do dólar dos Estados Unidos em relação à libra esterlina na dívida líquida média em libras esterlinas em 2017, em comparação com os ganhos cambiais de US\$ 403 milhões graças à valorização de 16,5% do dívida líquida em 2016 (US\$ 442 milhões);
 - c) Perdas cambiais no valor de US\$ 91 milhões causadas pelo impacto de uma valorização do real em relação ao dólar dos Estados Unidos na exposição positiva média em dólares dos Estados Unidos em 2017, em comparação com os ganhos cambiais no valor de US\$ 159 milhões graças à valorização de 16,5% do real em relação ao dólar dos Estados Unidos na exposição negativa média em dólares dos Estados Unidos em 2016 (US\$ 250 milhões); e
 - d) Ganhos cambiais em virtude da menor exposição do real em relação ao euro (US\$ 39 milhões).
- Despesas financeiras mais elevadas (US\$ 437 milhões), decorrentes principalmente de:
 - a) Encargos financeiros decorrentes da nossa decisão de participar dos programas de regularização tributária federais do Brasil em 2017 (US\$ 837 milhões); e
 - b) Diminuição das despesas com financiamento no Brasil, devido ao pagamento antecipado de dívidas (US\$ 376 milhões), juntamente com os custos de empréstimos capitalizados mais elevados (US\$ 247 milhões).

Resultado de participações em investidas

Resultados positivos em aplicações contabilizadas como patrimônio líquido no valor de US\$ 673 milhões em 2017, devidos principalmente ao rendimento mais elevado das coligadas, em comparação com o resultado negativo de US\$ 218 milhões em 2016, que foi afetado pelo acordo de leniência da Braskem e pelo resultado negativo da nossa ex-coligada, a Guarani S/A.

Imposto de renda e contribuição social|Nosso lucro antes dos impostos, juntamente com a diferença permanente referente ao imposto de renda reconhecida no âmbito dos programas de regularização tributária criados pelo governo federal brasileiro, resultaram em despesas com imposto de renda e contribuição social no valor de US\$ 1.828 em 2017, ou seja, um aumento de 167% em comparação com 2016. Consulte a Nota Explicativa 21.2 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter informações sobre nossa decisão de participar dos programas de regularização tributária, o que nos permitiu resolver disputas significativas.

A alíquota vigente baseada nos resultados aumentou para uma taxa positiva de 91,5%, em comparação com uma taxa negativa de 18,7% em 2016. Além do imposto de renda no âmbito dos programas de regularização tributária supracitados, em 2017, a diferença entre a alíquota corporativa estabelecida por lei (34%) e nossa alíquota vigente também foi afetada em menor grau por outra diferença permanente, com destaque para as despesas não dedutíveis e os rendimentos não tributáveis, incluindo despesas com plano de saúde pós-aposentadoria e resultados em aplicações contabilizadas como patrimônio líquido, assim como por uma diferente base tributária jurisdicional para as controladas estrangeiras. Essas diferenças permanentes surgem à medida que as despesas relacionadas aos benefícios de saúde pós-aposentadoria são reconhecidas e contabilizamos os resultados em investidas contabilizadas como patrimônio líquido para cada período de relatório e à medida que ocorrem os resultados das controladas estrangeiras em jurisdições com alíquotas maiores e menores.

Consulte a Nota Explicativa 21.6 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para ver uma reconciliação das alíquotas estabelecidas por lei e nossa despesa com impostos.

Lucro (Prejuízo) por Segmento de Negócios

Avaliamos o desempenho no nível do segmento de negócios de acordo com o lucro líquido. Segue uma discussão sobre o lucro líquido (prejuízo) dos nossos quatro segmentos de negócios principais para 2017, em comparação com 2016.

Consulte o Item 4. “Informações sobre a Empresa” e as Notas Explicativas 4.2 e 29 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas de 2017 para obter mais informações sobre nossos segmentos de negócios.

	Exercício Findo em 31 de Dezembro de		Alteração Percentual
	2017(1)	2016(1)	
		(US\$, em milhões)	
Exploração e Produção	7.021	1.425	393
Refino, Transporte e Comercialização	4.235	5.746	(26)
Gás e Energia	1.915	732	162
Distribuição	521	67	678
Biocombustíveis	(47)	(323)	(85)
Corporativo (2)	(13.481)	(11.403)	18
Eliminações	(255)	(1.082)	(76)
Lucro líquido (prejuízo)	(91)	(4.838)	(98)

(1) Excluindo as participações minoritárias.

(2) Nosso segmento corporativo compreende nossas atividades de financiamentos não atribuíveis a outros segmentos, incluindo administração financeira da empresa, despesas gerais administrativas centrais e despesas atuariais relacionadas aos benefícios de pensão e saúde para aposentados. Em 2017, incluiu a provisão para a resolução da ação coletiva.

Exploração e Produção

O lucro líquido do nosso segmento de exploração e produção foi de US\$ 7.021 milhões em 2017, em comparação com US\$ 1.425 milhões em 2016. Esse aumento foi atribuível principalmente aos preços mais elevados do petróleo, menor depreciação e menores despesas com redução ao valor recuperável (impairment) das propriedades produtoras de petróleo e gás no Brasil. Esses efeitos foram parcialmente compensados por taxas de

produção mais altas. Consulte a Nota Explicativa 14 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas de 2017 para obter mais informações sobre as despesas com redução ao valor recuperável.

Refino, Transporte e Comercialização

Em 2017, o lucro líquido do nosso segmento de Refino, Transporte e Comercialização foi de US\$ 4.235 milhões, mais baixo em comparação com 2016 (US\$ 5.746 milhões). A diminuição do rendimento operacional de RTC foi ocasionada principalmente pela redução dos volumes das vendas no mercado interno associadas às margens menores e pelo aumento dos preços do petróleo, sendo parcialmente compensada pela redução das despesas associadas às vendas, plano de desligamento voluntário e redução ao valor recuperável (impairment), assim como pelo resultado superior com participações em investimentos.

Gás e Energia

O lucro líquido foi de US\$ 1.915 milhões em 2017 em comparação com US\$ 732 milhões em 2016. Esse aumento foi atribuível ao crescimento das vendas de gás natural, a preços mais elevados, ao aumento da participação do gás natural no *mix* de vendas e aos ganhos com a venda da nossa participação na NTS, parcialmente neutralizado pelo aumento da redução ao valor recuperável (impairment).

Distribuição

O lucro líquido foi de US\$ 521 milhões em 2017 em comparação com US\$ 67 milhões em 2016, o que se deve principalmente à redução das despesas com vendas e com demandas administrativas e judiciais, assim como à reversão das despesas com o Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário da nossa subsidiária Petrobras Distribuidora, provisionadas em 2016. Esses fatores foram parcialmente compensados pela diminuição dos volumes de vendas e da participação no mercado, causada pela redução das vendas a usinas termelétricas, assim como pela participação maior de terceiros no mercado de distribuição de derivados de petróleo.

Resultados Operacionais – 2016 em comparação com 2015

Receitas de Vendas

As receitas de vendas diminuíram 16%, chegando a US\$ 81.405 milhões em 2016 em comparação com US\$ 97.314 milhões em 2015, o que foi ocasionado principalmente por:

- Diminuição das despesas nacionais (US\$ 11.127 milhões) em virtude da menor atividade econômica no Brasil, principalmente em decorrência de:
 - a) Diminuição das receitas dos derivados de petróleo (US\$ 6.963 milhões), refletindo uma diminuição de 8% nas vendas, em virtude da menor demanda por diesel, consumo de óleo combustível após a diminuição da geração termelétrica, assim como da baixa dos preços médios do combustível de aviação e da nafta. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento nos preços médios do diesel e da gasolina;
 - b) Diminuição das receitas de eletricidade (US\$ 2.097 milhões) provenientes principalmente da geração de eletricidade, devido à melhora das condições hidrológicas; e
 - c) Diminuição das receitas de gás natural (US\$ 1.942 milhões) em decorrência da menor demanda termelétrica e da diminuição dos preços.
- Redução das receitas das operações no exterior (US\$ 3.529 milhões) em conformidade com a alienação da participação na PESA e com a baixa dos preços de vendas do petróleo bruto e dos derivados de petróleo; e

- Redução das receitas de exportação (US\$ 1.253 milhões) em decorrência de uma diminuição nos preços internacionais do petróleo e dos derivados de petróleo, parcialmente compensada pelos maiores volumes de exportação, principalmente de petróleo bruto, em virtude da menor demanda no mercado interno e do aumento da produção nacional.

Custo das Vendas

O custo das vendas diminuiu 18% e chegou a US\$ 55.417 milhões em 2016, em comparação com US\$ 67.485 milhões em 2015, principalmente por causa de:

- Redução dos custos de importação de gás natural, petróleo bruto e derivados de petróleo, gerada pela menor demanda nacional e pela diminuição de 17% no preço do Brent;
- Diminuição dos impostos sobre a produção no Brasil, em decorrência da redução dos preços internacionais do petróleo bruto;
- Diminuição dos custos das operações no exterior, atribuível à alienação da PESA e à diminuição dos preços internacionais do petróleo bruto;
- Redução dos custos da eletricidade em decorrência da diminuição da demanda termelétrica;
- Redução dos valores escriturados dos ativos afetados pelas perdas por *impairment* em 2015 e em setembro de 2016; e
- Os custos mais elevados da produção de petróleo bruto, refletindo o aumento nas despesas de depreciação resultantes da redução das estimativas das reservas (método de unidade de produção), que compensaram parcialmente os efeitos supracitados.

Despesas de Venda

As despesas de venda diminuíram 14%, chegando a US\$ 3.963 milhões em 2016 em comparação com US\$ 4.627 milhões em 2015, principalmente em decorrência de (i) redução da provisão para a redução ao valor recuperável dos direitos creditórios comerciais de companhias no setor de eletricidade e (ii) diminuição das despesas com frete, por causa da redução do volume de vendas no mercado interno. Para obter mais informações, consulte a Nota Explicativa 8.4 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Despesas Gerais e Administrativas

As despesas gerais e administrativas em 2016 permaneceram relativamente estáveis em comparação com 2015. Para obter mais informações, consulte o Item 6. “Conselheiros, Alta Administração e Funcionários – Funcionários e Relações Trabalhistas”.

Custos da Exploração

Os custos da exploração diminuíram 8%, chegando a US\$ 1.761 milhões em comparação com US\$ 1.911 milhões em 2015, em virtude de (i) redução dos custos de exploração de poços nos quais demos baixa por serem poços subcomerciais ou secos (US\$ 160 milhões) e (ii) diminuição das despesas geológicas e geofísicas (US\$ 45 milhões). Esses efeitos foram parcialmente neutralizados por um aumento nas outras despesas de exploração (US\$ 55 milhões), tais como os encargos relacionados ao programa de trabalho mínimo, conforme especificado no Contrato de Cessão Onerosa, e exigências de conteúdo local. Uma divisão dos custos da exploração por natureza é apresentada na Nota Explicativa 15 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas. Para saber mais sobre nosso programa de trabalho mínimo, consulte o Item 10. “Informações Adicionais – Contratos Significativos”.

– Programa de Trabalho Mínimo”; para obter mais informações sobre as exigências de conteúdo local, consulte o Item 10. “Informações Adicionais – Contratos Significativos – Conteúdo Brasileiro”.

Despesas com Pesquisa e Desenvolvimento

As despesas com pesquisa e desenvolvimento diminuíram 17%, chegando a US\$ 523 milhões em comparação com US\$ 630 milhões em 2015, em virtude da diminuição das receitas brutas de campos de petróleo altamente produtivos no Brasil, uma vez que a ANP exige o investimento de pelo menos 1% das receitas brutas provenientes desses campos em pesquisas de pesquisa e desenvolvimento. Consulte o Item 5. “Revisão e Prospectos Operacionais e Financeiros – Pesquisa e Desenvolvimento” para saber mais sobre nossas atividades de pesquisa e desenvolvimento.

Outros impostos

Os outros impostos diminuíram 74%, chegando a US\$ 714 milhões em comparação com US\$ 2.796 milhões em 2015, principalmente em decorrência da decisão, tomada em 2015, de sermos beneficiados pelo *Programa de Recuperação Fiscal* (REFIS) (US\$ 1.566 milhões) e pelos programas estaduais de recuperação fiscal (US\$ 314 milhões). Consulte a Nota Explicativa 21 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas de 2016 para obter mais informações sobre esses programas de recuperação fiscal.

Redução ao Valor Recuperável dos Ativos (Impairment)

Reconhecemos encargos de redução ao valor recuperável no valor de US\$ 6.193 milhões em 2016 principalmente para ativos de exploração e produção (US\$ 3.272 milhões), atividades de Refino, Transporte e Comercialização (US\$ 2.457 milhões) e Gás e Energia (US\$ 375 milhões), principalmente em decorrência de (i) recuperação mais lenta dos preços do petróleo; (ii) diminuição dos futuros gastos de capital, refletindo nosso plano de reduzir os níveis atuais de dívida e otimizar nossa carteira de investimentos; (iii) mudanças recentes no cenário político e econômico brasileiro. Essas mudanças afetaram significativamente as estimativas das nossas principais premissas para testes de redução ao valor recuperável. As mudanças no cenário político e econômico do Brasil também resultaram em aumentos nas taxas de desconto.

Algumas vendas de ativos (parte do nosso plano de desinvestimento), as revisões anuais das nossas reservas estimadas e os custos de descomissionamento e baixas relacionados aos projetos do COMPERJ e da frota de embarcações da Transpetro também contribuíram para o reconhecimento da redução ao valor recuperável.

As perdas por *impairment* em 2016 foram 50% menores em comparação com 2015. Consulte as Notas Explicativas 4.10, 5.2, 5.3 e 14 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter mais informações sobre a redução ao valor recuperável dos nossos ativos.

Outras Despesas Líquidas

As outras despesas líquidas diminuíram 3%, chegando a US\$ 5.207 milhões em 2016 em comparação com US\$ 5.345 milhões, o que é atribuído principalmente a estes fatores:

- Efeito positivo relacionado à revisão da provisão para custos de descomissionamento, em decorrência da maior taxa de desconto e da valorização do real em relação ao dólar dos Estados Unidos (US\$ 1.635 milhões);
- Ganhos brutos com a alienação de ativos (US\$ 1.051 milhões), principalmente em decorrência de (i) ganhos com a venda da nossa participação no bloco exploratório BM-S-8 e na PESA e (ii) redução das despesas a respeito das áreas revertidas à ANP e de projetos cancelados;

- Reversão da provisão para o processo judicial intentado contra nós em virtude da decisão favorável ao nosso recurso (US\$ 418 milhões);
- Redução das despesas com relações institucionais e projetos culturais (US\$ 175 milhões);
- Reclassificação das perdas cambiais derivadas da desvalorização do peso argentino e do iene, do patrimônio líquido para a demonstração de resultado (ajustes acumulados de conversão, ou CTA), em virtude da alienação da PESA e da Petrobras Nansei Seikyu, respectivamente (US\$ 1.457 milhões);
- Aumento das despesas relacionadas ao PIDV de 2016 (US\$ 1.113 milhões); e
- Aumento das despesas pré-operacionais e com paradas não programadas (US\$ 620 milhões), principalmente em relação à inatividade das plataformas de perfuração.

Resultado Financeiro Líquido

A despesa financeira líquida diminuiu 8%, chegando a US\$ 7.755 milhões em 2016 em comparação com US\$ 8.441 milhões em 2015, em decorrência de:

- Redução das despesas com variação cambial e monetária (US\$ 1.566 milhões), principalmente em decorrência de:
 - a) Variação da taxa de câmbio do real na nossa dívida líquida em dólares dos Estados Unidos (US\$ 1.275 milhões), em virtude da valorização de 16,5% do real em relação ao dólar dos Estados Unidos, líquida da reclassificação da variação da taxa de câmbio acumulada do patrimônio líquido para o lucro líquido, devido às exportações ocorridas designadas para a contabilização do *hedge* do fluxo de caixa;
 - b) Redução das perdas cambiais do real em relação ao euro, causada pela diminuição da nossa dívida líquida em euros (US\$ 591 milhões);
 - c) Aumento dos ganhos cambiais gerado pelo impacto de uma valorização de 16,5% do dólar dos Estados Unidos em relação à libra esterlina na dívida líquida, em comparação com a valorização de 4,9% em 2015 (US\$ 282 milhões); e
 - d) Diminuição dos ganhos cambiais causada pelo impacto de uma valorização de 3,1% do dólar dos Estados Unidos em relação ao euro em nossa dívida líquida em 2016, em comparação com uma valorização de 10,4% em 2015 (US\$ 497 milhões).
- Despesas financeiras mais elevadas (US\$ 521 milhões), em decorrência de:
 - a) Aumento da nossa dívida média, causado pelo impacto da desvalorização da média do real em relação ao dólar dos Estados Unidos, líquida dos custos de empréstimos capitalizados (US\$ 950 milhões);
 - b) Maior desconto de *unwinding* em nossa provisão para custos de descomissionamento (US\$ 431 milhões); e
 - c) Despesas financeiras geradas pelo Programa de Recuperação Fiscal (REFIS), no qual ingressamos em 2015 (US\$ 768 milhões).
- Redução dos rendimentos financeiros (US\$ 359 milhões), principalmente em decorrência do menor saldo médio aplicado e da redução dos ganhos com derivativos em operações comerciais.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Apesar de termos divulgado uma perda para o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2016, despesas com imposto de renda foram reconhecidas para o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2016. A alíquota vigente baseada nos resultados diminuiu para uma taxa negativa de 18,7% em 2016, em comparação com uma taxa positiva de 11,7% em 2015. Em 2016, os principais itens de reconciliação entre a alíquota corporativa estabelecida por lei (34%) e nossa alíquota vigente foram referentes às despesas não dedutíveis e à receita não tributável, como os CTA transferidos para a demonstração de resultados, plano de saúde pós-aposentadoria e resultados em aplicações contabilizadas como patrimônio líquido. Essas diferenças permanentes para fins de imposto de renda surgem à medida que alienamos as operações estrangeiras que usam uma moeda funcional diferente da moeda funcional utilizada pela controladora (por exemplo, PESA), que as despesas relacionadas aos benefícios de saúde pós-aposentadoria são reconhecidas e que contabilizamos os resultados em investidas contabilizadas como patrimônio líquido para cada período de relatório, respectivamente.

Consulte a Nota Explicativa 21.6 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas de 2017 para ver uma reconciliação das alíquotas estabelecidas por lei e nossa despesa com impostos.

Lucro Líquido (Prejuízo) por Segmento de Negócios

Avaliamos o desempenho no nível do segmento de negócios de acordo com o lucro líquido. Segue uma discussão sobre o lucro líquido (prejuízo) dos nossos quatro segmentos de negócios principais para 2016, em comparação com 2015.

Consulte o Item 4. “Informações sobre a Empresa” e as Notas Explicativas 4.2 e 29 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas de 2016 para obter mais informações sobre nossos segmentos de negócios.

	Exercício Findo em 31 de Dezembro de		
	2016(1)	2015(1)	Alteração Percentual
		(US\$, em milhões)	
Exploração e Produção	1.425	(2.480)	(157)
Refino, Transporte e Comercialização.....	5.746	5.727	-
Gás e Energia	732	237	209
Distribuição.....	67	(142)	(147)
Biocombustíveis.....	(323)	(276)	17
Corporativo (2)	(11.403)	(11.816)	(3)
Eliminações	(1.082)	300	(461)
Lucro líquido	(4.838)	(8.450)	(43)

(1) Excluindo as participações minoritárias.

(2) Nosso segmento corporativo compreende nossas atividades de financiamentos não atribuíveis a outros segmentos, incluindo administração financeira da empresa, despesas gerais administrativas centrais e despesas atuariais relacionadas aos benefícios de pensão e saúde para aposentados.

Exploração e Produção

O lucro líquido do nosso segmento de exploração e produção foi de US\$ 1.425 milhões em 2016, em comparação com uma perda de US\$ 2.480 milhões em 2015. Esse ganho foi atribuível principalmente ao aumento das despesas de redução ao valor recuperável (impairment) reconhecidas em 2015 para propriedades produtivas em relação às atividades de petróleo e gás no Brasil. Consulte a Nota Explicativa 14 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas de 2016 para obter mais informações sobre nossas despesas com redução ao valor recuperável (impairment). Esses efeitos foram parcialmente neutralizados pela redução do lucro bruto para esse segmento, causada pela maior depreciação, dada a redução das reservas em 2015, o que foi mais relevante nos custos de E&P das vendas do que a redução dos custos de extração de petróleo e a redução dos impostos sobre a produção.

Para obter mais informações sobre nossas reservas provadas, consulte “Informações Complementares sobre a Exploração e a Produção de Petróleo e Gás” nas nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas de 2016 e saiba mais sobre as alterações em nossas reservas provadas.

Refino, Transporte e Comercialização

Em 2016, o lucro líquido do nosso segmento de Refino, Transporte e Comercialização foi de US\$ 5.746 milhões, permanecendo relativamente estável em comparação com 2015. O aumento no rendimento operacional de RTC, que refletiu principalmente as maiores despesas em 2015 derivadas da nossa decisão de ingressar em programas de recuperação fiscal e das perdas com processos judiciais distribuídas a esse segmento de negócios, foi substancialmente neutralizado pelo aumento das despesas de redução ao valor recuperável (impairment) em 2016, assim como pelas perdas participações em investimentos, relacionadas principalmente à coligada Braskem.

Gás e Energia

O lucro líquido foi de US\$ 732 milhões em 2016, em comparação com US\$ 237 milhões em 2015, ou seja, um aumento de US\$ 495 atribuível a (i) redução das importações de gás natural e GNL, resultando em custos de aquisição inferiores, diminuição das despesas com impostos com redução ao valor recuperável e (ii) receitas resultantes de multas contratuais. Esses efeitos foram parcialmente neutralizados pelas receitas de vendas de gás natural e geração de eletricidade em virtude da melhoria das condições hidrológicas no Brasil e ao aumento da provisão de redução ao valor recuperável (impairment) para direitos creditórios comerciais associados ao setor de eletricidade isolado na região norte do Brasil.

Distribuição

O lucro líquido foi de US\$ 67 milhões em 2016, em comparação com a perda de US\$ 142 milhões em 2015, principalmente devido à redução da provisão para perdas com o setor elétrico isolado na região norte do Brasil (consulte a Nota Explicativa 8.4 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas de 2016). Esses efeitos foram parcialmente compensados pela diminuição dos volumes de vendas, causada pela redução da atividade econômica no Brasil e pelas despesas relacionadas ao novo programa de incentivo ao desligamento voluntário da nossa controlada Petrobras Distribuidora.

Informações Adicionais sobre os Segmentos de Negócios

Dados financeiros selecionados adicionais por segmento de negócios para 2017, 2016 e 2015 são apresentados abaixo:

	Para o Exercício Findo em 31 de Dezembro de		
	2017	2016	2015
	(US\$, em milhões)		
Exploração e Produção			
Receitas de vendas para terceiros (1) (2).....	1.422	1.480	1.502
Receitas de vendas entre segmentos	40.762	32.195	34.178
Receitas de vendas totais (2).....	42.184	33.675	35.680
Lucro líquido (prejuízo) (3).....	7.021	1.425	(2.480)
Despesas de Capital e Investimentos de acordo com as premissas de custo do Nosso Plano de Negócios (4)	12.397	13.509	19.131
Ativo imobilizado	126.487	123.056	109.724
Refino, Transporte e Comercialização			
Receitas de vendas para terceiros (1) (2).....	50.895	45.498	51.870
Receitas de vendas entre segmentos	16.142	17.090	22.451
Receitas de vendas totais (2).....	67.037	62.588	74.321

	Para o Exercício Findo em 31 de Dezembro de		
	2017	2016	2015
	(US\$, em milhões)		
Lucro líquido (prejuízo) (3).....	4.235	5.746	5.727
Despesas de Capital e Investimentos de acordo com as premissas de custo do Nosso Plano de Negócios (4)	1.284	1.168	2.534
Ativo imobilizado	33.400	35.515	33.032
Gás e Energia			
Receitas de vendas para terceiros (1) (2).....	9.347	6.911	11.072
Receitas de vendas entre segmentos	3.027	2.490	2.073
Receitas de vendas totais (2).....	12.374	9.401	13.145
Lucro líquido (prejuízo) (3).....	1.915	732	237
Despesas de Capital e Investimentos de acordo com as premissas de custo do Nosso Plano de Negócios (4)	1.127	717	793
Ativo imobilizado	13.231	13.094	14.674
Biocombustíveis			
Receitas de vendas para terceiros (1) (2).....	12	9	16
Receitas de vendas entre segmentos	201	231	213
Receitas de vendas totais (2).....	213	240	229
Lucro líquido (prejuízo) (3).....	-47	(323)	(276)
Despesas de Capital e Investimentos de acordo com as premissas de custo do Nosso Plano de Negócios (4)	35	96	43
Ativo imobilizado	89	100	91
Distribuição			
Receitas de vendas para terceiros (1) (2).....	27.151	27.507	32.854
Receitas de vendas entre segmentos	416	420	552
Receitas de vendas totais (2).....	27.567	27.927	33.406
Lucro líquido (prejuízo) (3).....	521	67	(142)
Despesas de Capital e Investimentos de acordo com as premissas de custo do Nosso Plano de Negócios (4)	109	139	255
Ativo imobilizado	1.862	1.936	1.868

- (1) Somos uma companhia verticalmente integrada; portanto, nem todos os nossos segmentos têm receitas significativas de terceiros. Nosso segmento de Exploração e Produção é responsável, por exemplo, por uma grande parte da nossa atividade econômica e dos Despesas de Capital e Investimentos de acordo com as premissas de custo do Nosso Plano de Negócios, mas tem poucas receitas de terceiros.
- (2) As receitas da comercialização de petróleo para terceiros são classificadas em conformidade com os pontos de venda, podendo ser os segmentos de Exploração e Produção ou de Refino, Transporte e Comercialização.
- (3) Excluindo as participações minoritárias.
- (4) Consulte a definição de “Despesas de Capital e Investimentos de acordo com as premissas de custo do Nosso Plano de Negócios” no “Glossário de Alguns Termos Utilizados neste Relatório Anual”.

Liquidez e Recursos de Capital

Visão Geral

Nossos principais usos de fundos em 2017 foram para obrigações de serviço de dívida (US\$ 43.076 milhões) e gastos de capital (US\$ 13.639). Cumprimos essas exigências com o caixa fornecido por atividades operacionais (US\$ 27.112 milhões), proventos de financiamento (US\$ 27.075 milhões) e o caixa fornecido pela alienação de ativos e pela venda de participação sem perda de controle (US\$ 4.602 milhões). Em 31 de dezembro de 2017, embora nosso fluxo de caixa das operações fosse mais do que suficiente para satisfazer os gastos de capital, nosso fluxo de caixa livre positivo (fluxo de caixa das operações após os gastos de capital) era inferior aos recursos necessários para custear os gastos com o principal e os juros da dívida.

Em 31 de dezembro de 2017, nossa dívida em moeda estrangeira totalizou US\$ 87.541 milhões, representando 80% da nossa dívida financeira total. Em comparação com 2016, nossa dívida denominada em moeda estrangeira diminuiu 7%, refletindo principalmente o pagamento antecipado de dívidas em 2017.

Em 2018, nossas maiores necessidades de caixa são cumprir os investimentos orçados para o ano, atualmente no valor de US\$ 17,3 bilhões, e efetuar os pagamentos do principal e dos juros, de US\$ 11.579 milhões, em nossa dívida.

Estratégia de Financiamento

Nossa estratégia de financiamento é custear os investimentos necessários e preservar nosso saldo de caixa e a liquidez, enquanto cumprimos nossas obrigações de pagamento do principal e dos juros.

Iremos atrás da nossa estratégia de financiamento em 2018 e prosseguiremos das seguintes maneiras: (i) usando os possíveis proventos da venda de alguns ativos, no âmbito do programa de desinvestimentos para o período de 2017-2018; (ii) usando o fluxo de caixa das operações; e (iii) contraindo uma nova dívida de fontes tradicionais e de novas fontes de financiamento a fim de pagar antecipadamente alguns empréstimos caros e em curto prazo com alguns dos nossos credores, assim como de trocar linhas de crédito em curto prazo por linhas de crédito em longo prazo, para ampliar nosso perfil de maturidade.

As operações a seguir foram realizadas em 2018:

- US\$ 1.962 milhões foram desembolsados para nós por meio da emissão de *global notes* no mercado de capitais internacional, com vencimento em fevereiro de 2029. Esses proventos foram utilizados inteiramente para o resgate de *global notes* emitidas anteriormente por nós;
- Em uma oferta de títulos no mercado de capitais internacional, adquirimos *global notes* no valor agregado principal de US\$ 3.197 milhões e € 366 milhões (o equivalente a US\$ 454 milhões);
- Assinamos, com o Banco do Brasil, uma linha de crédito compromissada no valor de US\$ 605 milhões, com vencimento em fevereiro de 2023, e assinamos contratos de financiamento como notas de crédito de exportação no valor total de US\$ 2.007 milhões, com vencimentos em 2023 e 2024. Além disso, pagamos antecipadamente notas de crédito de exportação ao Banco do Brasil, no valor total de US\$ 2.314 milhões, cujos vencimentos eram entre 2019 e 2021;
- Com um consórcio de 17 bancos, assinamos uma linha de crédito compromissada (*revolving credit facility*, ou RCF) no valor de US\$ 4,35 bilhões, com vencimento em março de 2023; e
- Pagamos antecipadamente o saldo restante do contrato de financiamento com o China Development Bank (CDB), contraído em 2009 no valor de US\$ 2,8 bilhões, e fizemos o saque de US\$ 2 bilhões no novo financiamento contratado com o CDB no final de 2017.

Classificação de Risco de Crédito

Nossa companhia é classificada por três agências principais (S&P, Moody's e Fitch). Nossas classificações baseiam-se na situação financeira e são fortemente influenciadas pela classificação de risco soberano.

Entre 2015 e meados de 2016, perdemos nossas classificações de grau de investimento devido à deterioração das nossas condições financeiras, com endividamento elevado e aumento substancial na alavancagem, assim como à pressão da liquidez e à redução da capacidade de cumprir nossas obrigações de pagamento em curto e médio prazo, afetada pelo declínio significativo nos preços internacionais do petróleo bruto e pela acentuada desvalorização do real. A deterioração das nossas classificações também se deveu ao rebaixamento do risco soberano.

De meados de 2016 a 2017, nossas classificações de risco foram atualizadas diversas vezes pela Moody's e uma vez pela S&P, em decorrência da melhoria geral no nosso desempenho operacional, com geração consistente de fluxo de caixa, melhor perfil de dívida e acesso a bancos e ao mercado internacional, progresso na liquidez e na governança, assim como redução significativa da alavancagem e sucesso da nossa política de preços e do plano de desinvestimento.

Em 2018, a S&P e a Fitch rebaixaram as classificações de risco soberano. Esse movimento resultou na manutenção da classificação da Petrobras pela S&P e no rebaixamento de um nível pela Fitch. A Moody's manteve

a classificação de risco soberano, mas alterou a perspectiva de negativa para estável, além de ter atualizado a classificação da Petrobras. Em abril de 2018, todas as agências atribuíram as mesmas classificações de risco à Petrobras e ao Brasil. As classificações de risco atuais da Petrobras são Ba2 pela Moody's e BB- pela Fitch e pela S&P.

Regulamentação do Governo

Temos a obrigação de submeter nosso Orçamento Anual de Investimentos (OAI) ao MPDG e ao MME. Após a revisão dessas autoridades governamentais, o Congresso Nacional deve aprovar nosso OAI. Assim, poderá haver uma redução ou alteração nos investimentos planejados. Por conseguinte, talvez não sejamos capazes de fazer todos os investimentos planejados, inclusive aqueles relacionados à expansão e ao desenvolvimento dos nossos campos de petróleo e gás natural, o que poderá afetar negativamente nossos resultados operacionais e nossa condição financeira.

O MPDG supervisiona o valor total da dívida em médio e longo prazo que nós e nossas controladas brasileiras podemos contrair no processo de aprovação do OAI. As operações de crédito externo promovidas por nós e nossas controladas brasileiras não estão sujeitas à autorização prévia da Secretaria do Tesouro Nacional (STN). Segundo a legislação aplicável, os emitentes precisam registrar eletronicamente as operações de crédito externo no Brasil, que, por sua vez, devem ser autorizadas pelo Banco Central, em conformidade com o Anexo II da Resolução Nº 3.844 de 2010.

Além disso, a contração de dívida pelas nossas controladas não brasileiras, inclusive a PGF, não está sujeita a registro junto ao Banco Central ou aprovação da Secretaria do Tesouro Nacional.

Toda dívida em médio e longo prazo contraída por nós ou nossas controladas requer a aprovação da nossa Diretoria, dentro dos parâmetros estabelecidos pelo nosso Conselho de Administração, à exceção da emissão de debêntures, que requer a aprovação do nosso Conselho de Administração.

Fontes dos Fundos

Nosso Fluxo de Caixa

Em 2017, os recursos necessários para custear nossos gastos de capital (US\$ 13.639 milhões) e o serviço de dívida (US\$ 43.076 milhões) foram supridos pelo fluxo de caixa das operações (US\$ 27.112 milhões), proventos de financiamento (US\$ 27.075 milhões) e caixa fornecido pela alienação de ativos e venda de participação sem perda de controle (US\$ 4.602 milhões). Em 31 de dezembro de 2017, nosso saldo de caixa e equivalentes de caixa totalizou US\$ 22.519 milhões, em comparação com US\$ 21.205 milhões em 31 de dezembro de 2016; nosso saldo de títulos do governo e depósitos a prazo com vencimentos superiores a três meses foi de US\$ 1.885 milhões, em comparação com US\$ 784 milhões em 31 de dezembro de 2016.

Mantivemos nosso colchão de liquidez, composto pelo saldo de caixa e equivalentes de caixa, assim como títulos do governo e depósitos a prazo com vencimentos superiores a três meses, no valor de US\$ 24.404 milhões em 31 de dezembro de 2017, em comparação com US\$ 21.989 milhões em 31 de dezembro de 2016.

Os recursos líquidos fornecidos pelas atividades operacionais aumentaram 4%, chegando a US\$ 27.112 milhões, frente a US\$ 26.114. Foram gerados principalmente pelas margens superiores de exportações e de derivados de petróleo no mercado interno e por um aumento na parcela de petróleo nacional na matéria-prima beneficiada e do gás nacional no *mix* de vendas, o que diminuiu os custos de importação. Esses efeitos foram parcialmente neutralizados pela redução da participação no mercado ocorrida no mercado interno de derivados de petróleo.

Em 2017, os proventos de financiamentos totalizaram US\$ 27.075 milhões, refletindo principalmente: (i) *global notes* emitidas no mercado de capitais no valor de US\$ 10.218 e com vencimentos em 2022, 2025, 2027, 2028 e 2044; (ii) debêntures emitidos no mercado interno no valor de US\$ 1.577 e com vencimentos em 2022 e

2024; e (iii) fundos levantados no mercado bancário interno e internacional no valor de US\$ 12.988, com prazo médio de cinco anos.

Os proventos de alienações de ativos em 2017 totalizaram US\$ 3.091 milhões; os da venda de participação sem perda de controle (IPO da BR Distribuidora), no valor de US\$ 1.507 milhões, foram utilizados para o pagamento do financiamento (e pagamentos de juros) e para gastos de capital. Consulte a Nota Explicativa 10 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter mais informações a respeito das alienações de ativos no âmbito do programa de parceria e desinvestimento. Esperamos mais proventos decorrentes da alienação de ativos, pois nosso programa de parceria e desinvestimento para o período 2018-2019 projeta proventos de aproximadamente US\$ 21 bilhões. Para saber mais sobre nosso programa de desinvestimentos, consulte o Item 4. “Informações sobre a Empresa – Visão Geral do Grupo”.

O caixa foi utilizado principalmente para gastos de capital e investimentos em unidades operacionais, que totalizaram US\$ 13.639 milhões em 2017 e permaneceram relativamente estáveis em comparação com 2016 (US\$ 14.085 milhões).

Como ocorreu em 2016 e 2015, nosso Conselho de Administração propôs que não houvesse distribuição de dividendos em 2017, uma vez que também relatamos uma perda para esse exercício fiscal.

Dívida em Curto Prazo

Nossa dívida em curto prazo por pagar serve a muitas finalidades, inclusive apoiar o capital de giro e as importações de petróleo bruto e derivados de petróleo. Em 31 de dezembro de 2017, nossa dívida total devida em curto prazo, incluindo os juros acumulados, chegou a US\$ 7.001 milhões, em comparação com US\$ 9.755 milhões em 31 de dezembro de 2016.

Dívida em Longo Prazo

Nossa dívida em longo prazo por pagar consiste principalmente em valores mobiliários emitidos nos mercados internacional e de capitais, financiamento de bancos de desenvolvimento (como CDB e BNDES), empréstimos de bancos comerciais brasileiros e internacionais e valores pendentes de instrumentos garantidos por agências de crédito de exportação e agências multilaterais. A parcela não circulante da nossa dívida total em longo prazo chegou a US\$ 102.045 milhões em 31 de dezembro de 2017, em comparação com US\$ 108.371 milhões em 31 de dezembro de 2016. Essa diminuição deveu-se principalmente ao pagamento antecipado da dívida. Consulte a Nota Explicativa 17 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para uma análise da nossa dívida, um cronograma da evolução da dívida não circulante por fonte e outras informações.

As seguintes emissões de dívida internacional estão inclusas nos números em 31 de dezembro de 2017:

Notas	Valor contábil líquido em 31 de dezembro de 2017
	(US\$, em milhões)
7,875% de <i>Global notes</i> da PGF com vencimento em 2019 (*).....	562
3,000% de <i>Global notes</i> da PGF com vencimento em 2019.....	691
3,250% de <i>Global notes</i> da PGF com vencimento em 2019.....	801
<i>Global notes</i> com Taxa Flutuante da PGF com vencimento em 2019	331
4,875% de <i>Global notes</i> da PGF com vencimento em 2020.....	380
5,750% de <i>Global notes</i> da PGF com vencimento em 2020 (*).....	936
<i>Global notes</i> com Taxa Flutuante da PGF com vencimento em 2020	182
3,750% de <i>Global notes</i> da PGF com vencimento em 2021.....	896
5,375% de <i>Global notes</i> da PGF com vencimento em 2021 (*).....	2.750
8,375% de <i>Global notes</i> da PGF com vencimento em 2021 (*).....	2.820
5,875% de <i>Global notes</i> da PGF com vencimento em 2022 (*)	717
6,125% de <i>Global notes</i> da PGF com vencimento em 2022	3.032
4,250% de <i>Global notes</i> da PGF com vencimento em 2023.....	830
4,375% de <i>Global notes</i> da PGF com vencimento em 2023.....	3.470
6,250% de <i>Global notes</i> da PGF com vencimento em 2024.....	2.491
4,750% de <i>Global notes</i> da PGF com vencimento em 2025.....	952

Notas	Valor contábil líquido em 31 de dezembro de 2017
5,299% de <i>Global notes</i> da PGF com vencimento em 2025	3.596
6,250% de <i>Global notes</i> da PGF com vencimento em 2026 (*).....	929
8,750% de <i>Global notes</i> da PGF com vencimento em 2026.....	2.967
7,375% de <i>Global notes</i> da PGF com vencimento em 2027	4.168
5,999% de <i>Global notes</i> da PGF com vencimento em 2028	5.175
5,375% de <i>Global notes</i> da PGF com vencimento em 2029.....	593
6,625% de <i>Global notes</i> da PGF com vencimento em 2034.....	799
6,875% de <i>Global notes</i> da PGF com vencimento em 2040 (*).....	1.473
6,750% de <i>Global notes</i> da PGF com vencimento em 2041 (*).....	2.364
5,625% de <i>Global notes</i> da PGF com vencimento em 2043.....	1.712
7,250% de <i>Global notes</i> da PGF com vencimento em 2044.....	2.015
6,850% de <i>Global notes</i> da PGF com vencimento em 2115.....	2.019

(*) Emitidas originalmente pela PifCo.

Métrica de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado

O índice de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado é uma métrica importante utilizada em nosso Plano 2018-2022 e que auxilia nossa administração a avaliar a liquidez e a alavancagem do Sistema Petrobras. Esperamos que nosso índice de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado se aproxime da média global das principais companhias de petróleo e gás classificadas como grau de investimento até 2022. Para atingir essa meta, monitoramos nossas atividades e resultados corporativos e administrativos.

O EBITDA ajustado representa uma medida alternativa aos nossos recursos líquidos fornecidos por atividades operacionais e é calculado utilizando o EBITDA (lucro líquido antes do rendimento financeiro líquido (despesa), imposto de renda, depreciação, exaustão e amortização) ajustado por itens que não são considerados parte dos nossos negócios principais, o que inclui resultados em aplicações contabilizadas como patrimônio líquido, redução ao valor recuperável, ajustes cambiais acumulados reclassificados na demonstração de resultados e os resultados da alienação e baixa de ativos.

A dívida líquida reflete a dívida bruta líquida de caixa e equivalentes de caixa, títulos do governo e depósitos a prazo de instituições financeiras altamente cotadas no exterior com vencimentos superiores a 3 meses após a data da aquisição, considerando a realização esperada de tais aplicações financeiras no curto prazo.

Nosso índice de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado é uma medida não GAAP e poderá não ser comparável ao cálculo de medidas de liquidez apresentado por outras companhias, não devendo ser considerado de forma isolada nem como substituto para qualquer medida calculada em conformidade com as IFRS. Essa métrica deve ser considerada em conjunto com as outras medidas e indicadores para uma melhor compreensão da nossa condição financeira.

Com o objetivo de apresentar a métrica na mesma moeda utilizada em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, aplicamos um método de conversão cambial igual ao definido na Nota Explicativa 2 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2017. Por consequência, os itens dos ativos e passivos foram convertidos em dólares dos Estados Unidos à taxa de câmbio da data da demonstração da condição financeira; todos os itens referentes à demonstração de resultado e à demonstração de fluxos de caixa foram convertidos às taxas médias prevalecentes em cada trimestre dos anos.

Dependendo dos efeitos da conversão cambial nos itens que compõem essa métrica, a Dívida Líquida/EBITDA Ajustado poderá diferir ou até mesmo apresentar uma tendência distinta ao comparar os resultados em ambas as moedas, como ocorreu em 2017. No entanto, estamos buscando uma meta de 2,5 com base na dívida líquida e no EBITDA Ajustado calculados em reais, conforme descrito no Item 4. “Informações sobre a Empresa – Plano para 2018-2022 e Processo de Monitoramento Estratégico”.

A tabela a seguir apresenta, em ambas as moedas, a reconciliação para 2017 e 2016 da medida do índice de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado com a medida GAAP mais diretamente comparável em conformidade com as IFRS – no caso, o índice de Dívida Bruta Líquida de Caixa e Equivalentes de Caixa/Recursos Líquidos fornecida pelas atividades operacionais:

	2017	2016	2017	2016
	(R\$, em milhões)		(US\$, em milhões)	
Caixa e equivalentes de caixa	74.494	69.108	22.519	21.205
Títulos do governo e depósitos a prazo (vencimento superior a três meses).....	6.237	2.556	1.885	784
Caixa e equivalentes de caixa ajustados.....	80.731	71.664	24.404	21.989
Dívida circulante e não circulante – Dívida Bruta	361.483	385.784	109.275	118.370
Dívida Líquida	280.752	314.120	84.871	96.381
Recursos líquidos provenientes de atividades operacionais – FCO	86.467	89.709	27.112	26.114
Imposto de renda	(5.797)	(2.342)	(1.828)	(684)
Redução ao valor recuperável de direitos creditórios comerciais e outros.....	2.271	3.843	708	1.131
Direitos creditórios comerciais e outros, líquido.....	(3.140)	397	(978)	(39)
Estoques.....	(1.130)	(2.010)	(336)	(518)
Fornecedores	(160)	(4.154)	(62)	(1.060)
Imposto de renda diferido, líquido.....	1.452	(3.280)	467	(913)
Impostos a recolher.....	6.911	1.932	2.153	675
Outros	9.503	6.630	2.949	1.892
EBITDA Ajustado.....	76.557	88.693	24.039	25.630
Dívida bruta líquida de caixa e equivalentes de caixa/índice de FCO.....	3,32	3,53	3,20	3,72
Índice de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado	3,67	3,54	3,53	3,76

Nosso índice de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado calculado em *reais* aumentou de 3,54 para 3,67, refletindo principalmente o acordo para resolver a Ação Coletiva perante o Tribunal Federal de Nova York, nos Estados Unidos da América. Para obter mais informações, consulte o Item 8. “Informações Financeiras – Demonstrações Consolidadas e Outras Informações Financeiras – Processos Judiciais – Ação Coletiva”.

Por outro lado, nosso índice de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado calculado em dólar dos Estados Unidos diminuiu de 3,76 em 31 de dezembro de 2016 para 3,53 em 31 de dezembro de 2017, refletindo os efeitos cambiais em nossa dívida líquida e no EBITDA Ajustado. Consulte “Inflação e Variação da Taxa de Câmbio – Políticas Contábeis Críticas e Estimativas – Variação da Taxa de Câmbio” para saber mais sobre os impactos das flutuações na taxa de câmbio em nossas demonstrações contábeis.

Acordos Não Inclusos no Balanço Patrimonial

Em 31 de dezembro de 2017, não tínhamos acordos não inclusos no balanço patrimonial que causem, ou apresentem probabilidade razoável de causar, um impacto significativo em nossa condição financeira, receitas ou despesas, resultados operacionais, liquidez, gastos de capital ou recursos de capital.

Usos dos Fundos

Despesas de Capital e Investimentos de acordo com as premissas de custo do Nosso Plano de Negócios Desembolsamos um total de US\$ 15.084 milhões em 2017, ou seja, uma diminuição de 5% em comparação com nossos investimentos de US\$ 15.859 milhões em 2016. Em consonância com nosso Plano para 2018-2022 anterior, nossos investimentos em 2017 foram direcionadas principalmente aos projetos de aplicação mais lucrativos relacionados à produção de petróleo e gás. Desse valor, US\$ 12.397 estão relacionados ao segmento de E&P.

Essas aplicações baseiam-se nas premissas de custo e na metodologia financeira do nosso Plano para 2018-2022, que incluem encargos que não se qualificam necessariamente para reconhecimento como ativos segundo as IFRS. A tabela a seguir faz uma análise deles para cada um dos nossos segmentos de negócios para 2017, 2016 e 2015:

	Para o Exercício Findo em 31 de Dezembro de		
	2017	2016	2015(1)
	(US\$, em milhões)		
Exploração e Produção	12.397	13.509	19.131
Refino, Transporte e Comercialização	1.284	1.168	2.534
Gás e Energia	1.127	717	793
Distribuição	109	139	255
Biocombustíveis	35	96	43
Corporativo	132	230	302
Total	15.084	15.859	23.058

(1) No quarto trimestre de 2015, alteramos nossos segmentos de negócios divulgáveis a fim de refletir a realocação das nossas atividades internacionais para o segmento de negócios ao qual as atividades subjacentes correspondem; assim, reduzimos os segmentos de negócios divulgáveis de seis para cinco.

Anunciamos Despesas de Capital e Investimentos de acordo com as premissas de custo do Nosso Plano de Negócios projetados de US\$ 74,5 bilhões para o período 2018-2022. Para obter mais informações sobre nosso Plano de Negócios e Gestão 2018-2022, consulte o Item 4. “Informações sobre a Empresa – Plano de Negócios e Gestão 2018-2022 e Processo de Monitoramento Estratégico”. Pretendemos suprir as Despesas de Capital e Investimentos de acordo com as premissas de custo do Nosso Plano de Negócios principalmente por meio do fluxo de caixa das nossas operações e de parcerias e desinvestimentos. Nossas Despesas de Capital e Investimentos de acordo com as premissas de custo do Nosso Plano de Negócios poderão variar substancialmente em relação aos números projetados estabelecidos acima, em decorrência das condições de mercado e do custo e da disponibilidade dos fundos necessários.

Dividendos

Não pagamos dividendos para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017. Nosso Conselho de Administração propôs que não houvesse distribuição de dividendos em 2018 para os lucros acumulados no exercício findo em 31 de dezembro de 2017, pois divulgamos uma perda referente ao exercício fiscal. Consulte a Nota Explicativa 23.5 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Para obter mais informações sobre nossa política de dividendos, consulte “Distribuição Obrigatória” e “Pagamento de Dividendos e Juros sobre Capital Próprio” no Item 10. “Informações Adicionais – Memorando e Contrato Social”.

Obrigações Contratuais

A tabela a seguir resume nossas obrigações contratuais e compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2017:

	Pagamentos Devidos por Período				
	Total	< 1 ano	1-3 anos	3-5 anos	> 5 anos
	(US\$, em milhões)				
Obrigações contratuais					
Itens do balanço patrimonial (1):					
Obrigações de dívida (2)	109.046	7.001	16.117	30.759	55.169
Obrigações de arrendamento financeiro	229	25	42	31	131
Provisão para custos de descomissionamento (3)	14.313	948	1.633	36	11.696
Total de itens do balanço patrimonial	123.588	7.974	17.792	30.826	66.996
Outros compromissos contratuais em longo prazo					
Ship-or-pay de gás natural (4)	6.412	1.360	2.585	2.467	0
Contratos de serviço	57.409	19.979	11.083	4.957	21.390
Contratos de fornecimento de gás natural (4)	7.183	1.341	2.733	3.109	0
Arrendamentos operacionais	92.019	8.417	12.521	12.723	58.358
Compromissos de compra	9.005	6.635	2.112	240	18
Total de outros compromissos em longo prazo	172.028	37.732	31.034	23.496	79.766
Total	295.616	45.706	48.826	54.322	146.762

- (1) Exclui o valor de US\$ 36.855 milhões relacionado às nossas obrigações de benefícios médicos e de pensão, que são parcialmente custeadas por US\$ 15.025 milhões em ativos do plano. As informações sobre planos de benefícios pós-aposentadoria, incluindo um cronograma do vencimento esperado das obrigações de benefícios médicos e de pensão, são apresentadas na Nota Explicativa 22 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.
- (2) Inclui juros acumulados, dívida em curto prazo e em longo prazo (parcelas circulantes e não circulantes). As informações sobre os pagamentos futuros de juros e do principal (não descontados) para os próximos anos são apresentadas na Nota 33.6 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.
- (3) Inclui US\$ 170 milhões de passivos em relação aos ativos classificados como detidos para venda.
- (4) O contrato atual de importação deverá terminar em dezembro de 2019, mas será prorrogado automaticamente até o volume contratado inteiro ser assumido pela Petrobras, até, no mínimo, abril de 2022.

Políticas Contábeis Críticas e Estimativas

Nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas fornecem informações sobre as áreas que exigem maior discernimento ou envolvem um grau mais alto de complexidade na aplicação das políticas contábeis que atualmente afetam nossa condição financeira e resultados operacionais. Consulte a Nota Explicativa 5 “Políticas contábeis críticas: principais estimativas e discernimentos” das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas. As Notas Explicativas 4 e 6 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas contêm informações adicionais sobre nossas políticas contábeis e novas normas e interpretações contábeis.

As estimativas contábeis que fazemos nesses contextos nos obrigam a fazer suposições sobre assuntos que são altamente incertos. A Nota Explicativa 5 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas aborda as mesmas estimativas que consideramos mais importantes com base no grau de incerteza, os eventos em potencial que poderão afetar negativamente nossas estimativas e a probabilidade de um impacto significativo se usássemos uma estimativa diferente. Essas premissas baseiam-se em transações anteriores e em outras informações relevantes, sendo revisadas periodicamente pela nossa administração. Os resultados reais poderiam ser diferentes dessas estimativas.

A seguir, são abordadas somente as estimativas que consideramos mais importantes com base no grau de incerteza e na probabilidade de um impacto significativo se usássemos uma estimativa diferente. Há muitas outras áreas em que usamos estimativas acerca de assuntos incertos; no entanto, a probabilidade razoável de mudanças com base no uso de estimativas diferentes nesses casos não é significativa para nossa apresentação contábil.

Reservas de petróleo e gás

A Nota Explicativa 5.1 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas aborda informações qualitativas sobre as estimativas de reservas de petróleo e gás, tais como as incertezas associadas aos métodos e premissas envolvidos na determinação das reservas de petróleo e gás, assim como as estimativas subjacentes ao processo por meio do qual determinamos tais reservas e os impactos principais delas em nossas demonstrações contábeis. As informações sobre as quantidades das reservas, como mudanças anuais nas reservas provadas, incluindo discussão dos dados quantitativos e qualitativos, são apresentadas na seção “Informações

Complementares sobre a Exploração e a Produção de Petróleo e Gás (não auditadas” das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Testes de redução ao valor recuperável

As informações sobre os testes de redução ao valor recuperável são apresentadas em detalhes em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas. Ela é considerada uma política contábil significativa, como descrito em detalhes nas Notas Explicativas 4.10 e 4.11 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, assim como uma estimativa contábil crítica. Para obter informações sobre a redução ao valor recuperável de alguns dos nossos ativos, consulte o Item 5. “Revisão e Prospectos Operacionais e Financeiros – Resultados Operacionais – 2017 em comparação com 2016”, o Item 5. “Revisão e Prospectos Operacionais e Financeiros – Resultados Operacionais – 2016 em comparação com 2015” e as Notas Explicativas 5.2 e 14 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

A Nota Explicativa 5.2 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas descreve as principais premissas para os testes de redução ao valor recuperável do nosso ativo imobilizado e do intangível: os preços médios do Brent e a taxa de câmbio média do real/dólar dos Estados Unidos. A Nota Explicativa 5.2 também aborda o processo por meio do qual estimamos essas premissas, que leva em consideração nosso Plano para 2018-2022 e nosso plano estratégico, além de discutir as incertezas relacionadas e os eventos em potencial que, em nossa opinião razoável, poderiam afetar negativamente nossas premissas. Para obter mais informações, consulte o Item 3. “Informações Principais – Fatores de Risco – Riscos de Negócios – Estamos expostos aos efeitos das flutuações nos preços do petróleo, gás e derivados de petróleo”.

A identificação de unidades geradoras de caixa (*cash-generating units*, ou CGUs) também é uma política contábil crítica, conforme descrito na Nota Explicativa 5.3 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas. A agregação de ativos em CGUs requer discernimento da administração, com base na consideração de algumas premissas e em nosso modelo de negócios e administração. A Nota Explicativa 5.3 aborda as premissas subjacentes para a determinação das CGUs do nosso segmento operacional.

Uma divulgação abrangente a respeito das reduções ao valor recuperável e dos impactos dos testes de redução ao valor recuperável para 2017, 2016 e 2015 é apresentada na Nota Explicativa 14 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, que também inclui a redução ao valor recuperável relacionada a ativos detidos para venda e perdas por *impairment* em aplicações pelo método de equivalência patrimonial. Para obter mais informações, consulte o Item 3. “Informações Principais – Fatores de Risco – Acontecimentos no setor de petróleo e gás, além de outros fatores, resultaram (e poderão resultar) em baixas substanciais do valor contábil líquido de alguns dos nossos ativos, o que poderia afetar adversamente nossos resultados operacionais e condição financeira”.

Benefícios de pensão e outros benefícios pós-aposentadoria

Conforme indicado na Nota Explicativa 4.17 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, os compromissos atuariais relacionados aos planos de benefícios e planos de saúde definidos pós-emprego baseiam-se em cálculos atuariais que são revisados anualmente por um atuário qualificado independente. As premissas financeiras e demográficas mais significativas ao medir os benefícios pós-aposentadoria reconhecidas em nossas demonstrações contábeis são descritas na Nota Explicativa 5.4 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas. A Nota Explicativa 22 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas apresenta uma divulgação substantiva do nosso passivo atuarial líquido, descrevendo informações qualitativas e quantitativas sobre nossos principais planos de pensão e saúde definidos, incluindo as alterações nos valores reconhecidos em nossas demonstrações contábeis, uma análise de sensibilidade dos planos de benefícios definidos e dados detalhados a respeito das premissas atuariais.

Estimativas relacionadas a contingências e processos judiciais

Conforme descrito na Nota Explicativa 5.5 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, somos réus em diversos processos judiciais que envolvem questões decorrentes do curso normal dos negócios. Essa nota explicativa aborda o processo por meio do qual estimamos os valores e a probabilidade da saída de recursos, que se baseiam em relatórios e avaliações técnicas de assessores jurídicos, assim como na avaliação da nossa administração. A Nota Explicativa 30 das nossas demonstrações contábeis auditadas consolidadas contém informações sobre as provisões para processos judiciais, depósitos judiciais feitos em relação a processos judiciais, assim como uma divulgação detalhada acerca das ações ou processos judiciais para os quais não conseguimos fazer uma estimativa confiável do efeito financeiro esperado que poderia resultar da resolução do processo.

Estimativas de custos de descomissionamento

As estimativas de custos de descomissionamento são uma política contábil crítica segundo a qual, conforme descrito na Nota Explicativa 4.14 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, acumulamos, como parte do custo de um ativo, um passivo correspondente na forma dos custos estimados de obrigações futuras com base no valor atual das saídas de caixa futuras esperadas, descontados a uma taxa ajustada ao risco associada à realização da restauração ambiental, além da desmontagem e remoção de uma instalação quando terminamos suas operações.

A Nota 5.6 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas descreve as principais incertezas no momento da realização do cálculo complexo para estimar os custos de descomissionamento; a Nota Explicativa 20 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas fornece informações quantitativas e qualitativas sobre a provisão para custos de descomissionamento.

Imposto de renda diferido

O imposto de renda diferido é reconhecido em diferenças temporárias entre a base fiscal de um ativo ou passivo e seu valor contábil líquido. A Nota Explicativa 4.16 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas fornece informações sobre o reconhecimento do imposto de renda diferido.

Conforme descrito na Nota Explicativa 5.7 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, os ativos com imposto de renda diferido envolvem estimativas e discernimentos significativos por parte da nossa administração, pois os diferimentos são reconhecidos na medida em que é provável que a entidade tenha um lucro tributável suficiente em períodos futuros. Essa nota explicativa também aborda as premissas usadas na projeção do lucro tributável futuro, corroboradas pelo nosso Plano para 2018-2022, e baseadas principalmente nos preços do petróleo bruto Brent, taxas de câmbio estrangeiras e em nossas despesas financeiras líquidas projetadas (rendimentos).

Além disso, a Nota Explicativa 21.5 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas apresenta as alterações no imposto de renda diferido e o momento projetado para a reversão.

Contabilidade de hedge de fluxo de caixa envolvendo nossas exportações futuras

Conforme definido na Nota Explicativa 4.3.6 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, designamos relações de *hedge* de fluxo de caixa em que os itens cobertos são ganhos ou perdas cambiais das nossas receitas de exportação futuras altamente prováveis denominadas em dólares dos Estados Unidos; já os instrumentos de *hedge* são ganhos ou perdas cambiais de proporções das nossas obrigações de dívida em longo prazo denominadas em dólares dos Estados Unidos. O risco coberto é o efeito das mudanças nas taxas de câmbio entre o dólar dos Estados Unidos e nossa moeda funcional, o real, pois ambos os itens estão expostos aos riscos de moeda estrangeira do real/dólar dos Estados Unidos às respectivas taxas de câmbio *spot*. Consulte também o Item 3. “Informações Principais – Fatores de Risco – Riscos Relacionados às Nossas Operações – Somos vulneráveis ao aumento do serviço de dívida em decorrência da depreciação do real em relação ao dólar dos Estados Unidos e de aumentos nas taxas de juros em vigor no mercado”.

A Nota Explicativa 5.8 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas explica como estimamos as exportações futuras altamente prováveis. A Nota Explicativa 5.1 d) das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas também descreve os impactos das estimativas das reservas de petróleo e gás nas exportações futuras altamente prováveis designadas em relações de *hedge* de fluxo de caixa.

A Nota Explicativa 33.2 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas contém mais informações sobre a forma como designamos essas relações de *hedge* de fluxo de caixa, o impacto delas em nossas demonstrações contábeis, como os valores reconhecidos em nosso patrimônio líquido e na demonstração de resultado para os últimos exercícios fiscais, assim como um cronograma da reciclagem projetada dos ganhos ou perdas cambiais acumulados do patrimônio líquido para a demonstração de resultado em períodos futuros, entre outras informações detalhadas.

Em março de 2017, recebemos uma comunicação oficial da CVM exigindo que rerepresentássemos nossas demonstrações contábeis para todos os períodos desde que começamos a aplicar o *hedge* de fluxo de caixa. Todavia, em julho de 2017, o corpo colegiado da CVM aceitou nosso recurso, indeferindo a comunicação oficial e reforçando a aplicação correta da política contábil por nós.

Baixa – para pagamentos excessivos capitalizados incorretamente

No terceiro trimestre de 2014, demos baixa em US\$ 2.527 milhões de custos capitalizados que representavam valores pagos excessivamente pela aquisição de ativo imobilizado nos anos anteriores. A fim de contabilizar esses pagamentos excessivos, desenvolvemos uma metodologia de estimativa, definida na Nota Explicativa 3 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, que envolve um grau significativo de incerteza. Como também descrevemos na Nota 5.9 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, continuamos monitorando as investigações em andamento e a disponibilidade de outras informações a respeito dos valores que poderão ter sido pagos em excesso no contexto do esquema de pagamento; se forem disponibilizadas informações confiáveis que indiquem, com precisão suficiente, que nossa estimativa deve ser modificada, avaliaremos a materialidade e, em caso afirmativo, faremos o ajuste. Entretanto, acreditamos que utilizamos a metodologia e as premissas mais adequadas para determinar os valores dos pagamentos excessivos capitalizados incorretamente. Não há evidências que indiquem a possibilidade de uma alteração significativa nos valores das baixas.

Provisão para redução ao valor recuperável de direitos creditórios comerciais

Conforme descrito nas Notas Explicativas 4.3.3 e 5.10 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, nossa administração avalia de modo contínuo se há evidências objetivas de que direitos creditórios comerciais foram reduzidos ao valor recuperável (impactos nos fluxos de caixa futuros estimados) e reconhece provisões para a redução ao valor recuperável de direitos creditórios comerciais a fim de cobrir perdas. Os valores reconhecidos como provisão para a redução ao valor recuperável de direitos creditórios comerciais e outros são apresentados na Nota Explicativa 8.3 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas. A Nota Explicativa 8.4 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas contém uma discussão sobre a provisão para direitos creditórios não garantidos do sistema de eletricidade isolado na região norte do Brasil.

Novas Normas de Contabilidade

Em 1º de janeiro de 2018, entraram em vigor duas normas de contabilidade novas e uma interpretação emitida pelo IASB: IFRS 9 – Instrumentos Financeiros; IFRS 15 – Receita de Contratos com Clientes; e IFRIC 22 – *Foreign Currency Transactions and Advance Consideration*.

A IFRS 9 estabelece, entre outras coisas, novas exigências para a classificação e a mensuração de ativos financeiros, mensuração e reconhecimento de perdas esperadas de crédito em ativos financeiros, alterações nos termos de ativos financeiros e passivos financeiros, contabilidade de *hedge* e divulgações relacionadas. Não reapresentaremos as informações comparativas e apresentaremos os impactos relacionados à nossa primeira aplicação dessa norma, que não são significativos, nos resultados retidos em 1º de janeiro de 2018.

A IFRS 15 estabelece uma abordagem abrangente para determinar quando e em qual quantia a receita de um contrato com um cliente deve ser reconhecida. Inicialmente, aplicaremos essa norma retrospectivamente, com o efeito acumulado reconhecido na data da aplicação inicial. As alterações em nossas políticas contábeis decorrentes da IFRS 15 afetam somente a forma como algumas receitas de contratos com clientes são divulgadas na demonstração de resultado; elas não afetam o lucro líquido. Em 2017, isso seria equivalente a uma redução de 1,7% nas receitas de vendas.

A IFRIC 22 aplica-se a uma transação em moeda estrangeira quando uma entidade reconhece um ativo não monetário ou passivo não monetário decorrente do pagamento ou do recebimento de uma consideração de adiantamento antes de reconhecer o ativo, despesa ou rendimento relacionado. Aplicaremos essa interpretação prospectivamente a partir da data de entrada em vigor; o impacto em nossas demonstrações contábeis não é significativo.

Para obter informações adicionais sobre as novas exigências e impactos criados pela IFRS 9, IFRS 15 e IFRIC 22, consulte a Nota Explicativa 6 das nossas demonstrações contábeis auditadas referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017. Além disso, essa nota também apresenta informações sobre a IFRS 16 – Arrendamentos Mercantis, que entrará em vigor em 1º de janeiro de 2019, estabelecendo novos princípios para o reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação de arrendamentos mercantis, pelas perspectivas dos arrendatários e arrendadores. Entretanto, não conseguimos fazer uma estimativa razoável desses impactos no estágio atual do processo de implementação.

Pesquisa e Desenvolvimento

Estamos profundamente comprometidos com a pesquisa e o desenvolvimento como meio para alcançar novas fronteiras de produção e conseguir uma melhoria contínua nas nossas operações. Temos uma história de sucesso no desenvolvimento e implementação de tecnologias inovadoras, incluindo métodos para perfurar, completar e produzir poços em águas cada vez mais profundas.

Utilizamos uma porcentagem significativa das nossas receitas em pesquisa e desenvolvimento, sendo uma das maiores investidoras em pesquisa e desenvolvimento dentre as principais petrolíferas do mundo. Nossos contratos nacionais de petróleo e gás exigem que apliquemos pelo menos 1% das nossas receitas brutas provenientes de campos de petróleo de alta produtividade em pesquisa e desenvolvimento; até metade desse valor é aplicado em nossas instalações de pesquisa no Brasil, enquanto o restante é investido em universidades e instituições brasileiras credenciadas pela ANP para essa finalidade.

As tecnologias digitais têm sido cada vez mais consideradas em nossas atividades de pesquisa e desenvolvimento. No momento, cerca de 10% da nossa carteira de projetos de pesquisa e desenvolvimento inclui tecnologias digitais, tais como Big Data, Computação de Alto Desempenho e Inteligência Artificial, na busca por soluções que contribuam para o desenvolvimento dos nossos negócios.

Em 2017, gastamos US\$ 572 milhões com pesquisa e desenvolvimento – o equivalente a 0,64% das nossas receitas de vendas; em 2016, gastamos US\$ 523 milhões – o equivalente a 0,64% das nossas receitas de vendas.

Em 2015, gastamos US\$ 630 milhões – o equivalente a 0,65% das nossas receitas de vendas. Para obter mais informações sobre mudanças nessas despesas, consulte a seção “Discussão e Análise da Condição Financeira e Resultados Operacionais pela Administração”.

Nossas atividades de pesquisa e desenvolvimento baseiam-se em escolhas estratégicas, relacionadas ao desenvolvimento tecnológico, que chamamos de “Focos Tecnológicos”. São eles:

- Segurança de processo, integridade e confiabilidade das instalações e equipamentos;
- Proteção de valor da companhia nas questões ambientais e sociais;
- Abertura de novas fronteiras exploratórias;
- Redução do risco das decisões de investimento associado à incerteza de reservatório;
- Aumento do fator de recuperação de reservatórios;
- Redução do preço de equilíbrio do petróleo e do custo operacional;
- Descomissionamento de ativos;
- Flexibilidade da cadeia produtiva no *downstream*;
- Agregação de valor aos produtos do *downstream*;
- Otimização dos processos produtivos e uso eficiente de energia;
- Integração e otimização da cadeia logística; e
- Transição para uma matriz de baixo carbono.

No período de três anos findo em 31 de dezembro de 2017, nossas atividades de pesquisa e desenvolvimento obtiveram 124 patentes no Brasil e 108 no exterior. Nossa carteira de patentes abrange todas as nossas áreas de atividades.

Administramos uma instalação totalmente dedicada à pesquisa e desenvolvimento no Rio de Janeiro, Brasil, desde 1963. Em decorrência da sua expansão em 2010, atualmente é uma das maiores instalações deste 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 2017, essa instalação tinha 1.301 funcionários, dos quais 92% dedicados à pesquisa e desenvolvimento.

Também temos várias plantas com protótipos em escala semi-industrial por todo o Brasil, que ficam próximas às nossas instalações industriais e cujo objetivo é testar e melhorar novas tecnologias industriais a custos reduzidos. Em 2017, realizamos pesquisa e desenvolvimento por meio de projetos conjuntos de pesquisa com mais de 210 universidades e centros de pesquisa no Brasil e no exterior; também tivemos parcerias tecnológicas com várias companhias prestadoras de serviços no campo petrolífero, pequenas companhias de tecnologia e outras operadoras.

Tendências

Em 2017, a economia brasileira cresceu cerca de 1,0%, iniciando um lento processo de crescimento econômico após uma recessão severa. O setor de extrativa mineral e a agropecuária lideraram esse processo, enquanto o setor de construção civil permaneceu em declínio. Em termos de demanda, as exportações foram um fator relevante para o crescimento. Em suma, a demanda interna permanece frágil, mas a economia brasileira se

aproveitou do estímulo externo ocasionado pela continuidade do crescimento da China e pelo crescimento econômico dos Estados Unidos.

A taxa de câmbio do BRL/USD ficou relativamente estável em 2017 em comparação com os últimos dois anos. A média mensal foi cotada entre 3,10 e 3,30, ou seja, um intervalo mais limitado do que o observado em 2016 e 2015.

As crescentes taxas de propriedade de veículos, o crescimento populacional e a necessidade de transportar mercadorias de centros de produção aos consumidores finais conectam o crescimento econômico em médio e longo prazo antecipado com a demanda adicional por derivados de petróleo. Todavia, crises econômicas futuras, tanto internacionalmente quanto no Brasil, poderiam afetar negativamente essas premissas.

Até 2014, para responder ao crescimento incremental na demanda, aumentávamos as importações de petróleo e derivados de petróleo e otimizávamos a produção das nossas refinarias, pois nossa produção de petróleo e nossa capacidade de refino não eram suficientes para atender o crescimento da demanda. Isso significa que a demanda por derivados de petróleo no Brasil ultrapassava o rendimento do refino, levando o país a importar derivados de petróleo a fim de satisfazer as necessidades de consumo interno. Os grandes volumes de importações de petróleo bruto e de derivados de petróleo aumentaram nosso custo de vendas e reduziram nossas margens de refino nesses anos, porque não havíamos ajustado totalmente nossos preços nacionais a fim de refletir o custo internacional mais elevado do petróleo.

No entanto, essa dinâmica mudou em 2015. A queda do preço do petróleo foi consequência de excesso de fornecimento no mercado, implicando em uma forte demanda por derivados de petróleo, especialmente gasolina. Nesse cenário, as margens de refino ficaram mais altas em comparação com os períodos anteriores. Nos anos seguintes (2016 e 2017), os preços do petróleo se mantiveram em níveis baixos, sustentando a demanda mundial por petróleo e a alta lucratividade *downstream*.

Além disso, em virtude do aumento (i) da mistura de biodiesel no diesel e (ii) do consumo de etanol provocado pela parcela crescente da frota de combustível *flex* no Brasil, esperamos que o consumo de biocombustíveis aumente no país no longo prazo, o que resultará em uma redução no ritmo de crescimento da demanda brasileira por gasolina e diesel. Entretanto, em médio prazo, o fornecimento de etanol limita-se a ganhos de produtividade decorrentes de melhorias na administração dos campos de cana, uma vez que a capacidade de investimento foi reduzida devido aos altos níveis de endividamento no setor brasileiro de etanol. No longo prazo, acordos internacionais em favor da redução das emissões de gases com efeito estufa poderão contribuir para o aumento do consumo de biodiesel e etanol. Em dezembro de 2015, a Conferência da ONU sobre o Clima foi realizada em Paris e adotou o primeiro acordo para a redução das emissões de gases com efeito estufa e atenuação dos impactos das mudanças climáticas.

Após um forte declínio no segundo semestre de 2014, os preços do petróleo permaneceram em níveis baixos em 2015, encerrando o ano com o petróleo bruto Brent sendo negociado a US\$ 35,75/barril. O preço médio anual em 2015 foi de US\$ 52,31 por barril, ou seja, uma diminuição de 47% em comparação com o ano anterior. Em 2016, o preço médio do petróleo bruto diminuiu ainda mais, com o petróleo bruto Brent sendo negociado a US\$ 44,11/barril. Em 2017, o preço médio do petróleo bruto aumentou para US\$ 54,35 por barril.

Em novembro de 2017, em sua 173ª Assembleia Ordinária, a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) decidiu prorrogar o acordo de produção do grupo até o final de 2018. A decisão mantém a meta de produção para o grupo de 32,5 MM bpd, o que representa um corte de 1,2 MM bpd em relação ao nível observado em outubro de 2016. O corte pactuado entrou em vigor em janeiro de 2017. Pela primeira vez nos últimos quinze anos, os países da OPEP conseguiram chegar a um acordo com os países que não são membros da OPEP para reduzir a produção em um volume adicional de 0,56 mmbbl/d. No final de 2017, a conformidade com os cortes pactuados na produção de petróleo bruto subiu para níveis elevados e levantou a média de 2017 para 91%.

Mundialmente, a oferta fora da OPEP marcou um aumento de 0,6 mmbbl/d em 2017, principalmente em resposta ao crescimento do petróleo não convencional nos Estados Unidos. Por outro lado, a oferta de petróleo

bruto da OPEP caiu 1,3 mmbbl/d em relação ao ano anterior. A produção foi menor na Arábia Saudita, na Angola e na Venezuela. A demanda por petróleo aumentou fortemente em 2017, em 1,6 mmbbl/d. De acordo com essa dinâmica, no último trimestre de 2017, os estoques comerciais da OCDE caíram para o nível mais baixo desde julho de 2015, aproximando-se do índice médio de cinco anos. A combinação de declínio da oferta e crescimento da demanda contribuiu para diminuir o excesso de oferta no mercado de petróleo em 2016.

Esse ambiente de baixo preço do petróleo bruto criou desafios para o desenvolvimento e a inovação tecnológica no setor de petróleo e gás. Os projetos *upstream* estão sendo desenvolvidos em um ritmo mais lento ou adiados. As empresas de petróleo e gás estão priorizando tecnologias e técnicas que asseguram custos mais baixos e maior eficiência em curto e médio prazo, embora a manutenção e o aumento das reservas de petróleo e gás ainda sejam objetivos de longo prazo.

A cada ano, revemos e revisamos nosso plano de negócios e gestão em longo prazo com o intuito de nos adaptarmos às mudanças nas condições de mercado e de revisar nossos níveis de gastos de capital, em conformidade com a atualização de cenários e fluxos de caixa projetados.

Item 6. Conselheiros, Alta Administração e Empregados

Conselheiros e Alta Administração

Conselheiros

Nosso Conselho de Administração é composto por um mínimo de sete e um máximo de dez membros, sendo responsável por estabelecer nossas políticas de negócios em geral, entre outras coisas. Os membros do Conselho de Administração são eleitos na assembleia geral ordinária, que inclui o representante dos empregados selecionado anteriormente por meio de um procedimento de votação separado. A duração do mandato não poderá exceder dois anos; os membros poderão ser reeleitos no máximo três vezes consecutivas. Para obter mais informações a respeito das atribuições e obrigações do nosso Conselho de Administração, consulte o Apêndice 1.1, que contém uma cópia do nosso estatuto social.

Segundo a Lei das Sociedades por Ações brasileira, os acionistas que representam pelo menos 10% do capital votante da companhia têm o direito de exigir que se adote um procedimento de voto múltiplo a fim de atribuir a cada ação ordinária um número de votos equivalente ao número de conselheiros, além de atribuir a cada uma delas o direito de votar cumulativamente em apenas um candidato ou de distribuir seus votos entre vários candidatos. Em conformidade com as normas promulgadas pela CVM, a exigência do limite de 10% para o exercício dos procedimentos de voto múltiplo poderá ser reduzida dependendo da quantidade de capital social da companhia. Para uma companhia como a nossa, o limite aplicável é de 5%. Por conseguinte, os acionistas que representam 5% do nosso capital votante poderão exigir a adoção de um procedimento de voto múltiplo.

Nosso estatuto social permite que (i) acionistas minoritários com ações preferenciais que, em conjunto, detêm pelo menos 10% do capital social total (excluindo o capital social detido pelos acionistas controladores) elejam e destituam um membro do nosso Conselho de Administração, em um procedimento de votação separado na assembleia geral; (ii) acionistas minoritários com ações ordinárias elejam e destituam um membro do nosso Conselho de Administração, se um número maior de conselheiros não for eleito por tais acionistas minoritários por meio do procedimento de voto múltiplo; (iii) nossos empregados elejam diretamente um membro do nosso Conselho de Administração por meio de um procedimento de votação separado, em conformidade com a Lei Nº 12.353 e o Decreto Nº 26 do MP; e (iv) sujeito às disposições da lei aplicável, o Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão (MP) eleja e remova um membro do nosso Conselho de Administração.

Nosso estatuto social estipula que, independentemente dos direitos acima concedidos aos acionistas minoritários, a União Federal sempre tem o direito de eleger a maioria dos nossos conselheiros, seja qual for o número deles. Além disso, conforme a Lei Nº 13.502, um dos conselheiros eleitos pela União Federal precisa ser indicado pelo Ministro do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão (MP). O mandato máximo de um conselheiro é de dois anos; a reeleição é permitida por três vezes consecutivas. Em conformidade com a Lei das Sociedades por

Ações brasileira, os acionistas poderão destituir qualquer conselheiro do cargo a qualquer momento, com ou sem justa causa, em uma assembleia extraordinária de acionistas. Após uma eleição de conselheiros conforme o procedimento de voto múltiplo, a remoção de qualquer conselheiro por uma assembleia extraordinária de acionistas resultará na remoção de todos os outros membros; posteriormente a isso, novas eleições precisam ser realizadas.

De acordo com a Lei Nº 13.303/16, 25% dos membros do nosso Conselho de Administração – e pelo menos um membro do nosso Conselho de Administração em caso de adoção do voto múltiplo por acionistas minoritários – precisa cumprir as exigências de independência. Todavia, nosso estatuto social foi recentemente alterado para estipular um mínimo de 30% de conselheiros independentes, conforme exigido pelo Regimento do Programa Destaque em Governança de Estatais da B3.

Atualmente, temos nove conselheiros. A tabela a seguir contém algumas informações a respeito desses conselheiros:

Nome	Data de Nascimento	Posição	Término do Mandato Atual	Endereço Comercial dos Conselheiros Titulares
Luiz Nelson Guedes de Carvalho (1)	18 de novembro de 1945	Presidente	Abril de 2018	Avenida Professor Luciano Gualberto, 908, FEA3, Cidade Universitária, São Paulo, SP CEP: 05508-010
Jerônimo Antunes (1)	18 de novembro de 1955	Conselheiro	Abril de 2018	Avenida Henrique Valadares, 28, Torre A, 19º andar, Centro, Rio de Janeiro, RJ CEP: 20.231-030
Segen Farid Estefen (1).....	20 de janeiro de 1951	Conselheiro	Abril de 2018	Avenida Henrique Valadares, 28, Torre A, 19º andar, Centro, Rio de Janeiro, RJ CEP: 20.231-030
Francisco Petros Oliveira Lima Papatnasiadis (1)	14 de setembro de 1964	Conselheiro	Abril de 2018	Avenida Henrique Valadares, 28, Torre A, 19º andar, Centro, Rio de Janeiro, RJ CEP: 20.231-030
Durval José Soledade Santos (1).....	13 de dezembro de 1948	Conselheiro	Abril de 2018	Avenida Henrique Valadares, 28, Torre A, 19º andar, Centro, Rio de Janeiro, RJ CEP: 20.231-030
Pedro Pullen Parente (1)	21 de fevereiro de 1953	Conselheiro	Abril de 2018	Avenida Henrique Valadares, 28, Torre A, 18º andar, Centro, Rio de Janeiro, RJ CEP: 20.231-030
Guilherme Affonso Ferreira (2)	09 de maio de 1951	Conselheiro	Abril de 2018	Avenida Henrique Valadares, 28, Torre A, 19º andar, Centro, Rio de Janeiro, RJ CEP: 20.231-030
Marcelo Mesquita de Siqueira Filho (3)....	20 de dezembro de 1969	Conselheiro	Abril de 2018	Avenida Niemeyer, 2, sala 201, Leblon, Rio de Janeiro, RJ CEP: 22.450-220
Betania Rodrigues Coutinho (4).....	17 de janeiro de 1976	Conselheiro	Abril de 2018	Avenida Henrique Valadares, 28, Torre A, 19º andar, Centro, Rio de Janeiro, RJ CEP: 20.231-030

(1) Indicado pelo acionista controlador.

(2) Indicado pelos acionistas minoritários detentores de ações preferenciais.

(3) Indicado pelos acionistas minoritários detentores de ações ordinárias.

(4) Representante dos empregados.

Luiz Nelson Guedes de Carvalho – O Sr. Luiz Nelson Guedes de Carvalho (comumente chamado de Nelson Carvalho) ensina, na categoria de “Professor Sênior”, na Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade (FEA) da Universidade de São Paulo. Ele é conselheiro do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) – a entidade brasileira de normas contábeis – e foi representante do CPC no Grupo de Economias Emergentes do IASB. É membro do Conselho de Administração e preside os comitês de auditoria, como especialista em contabilidade e finanças, da (a) B3 S.A. (antiga BM&FBOVESPA), a bolsa brasileira de valores e futuros, e (b) Cia. Brasileira de Distribuição CBD – GPA Group, uma companhia duplamente listada (Brasil e Estados Unidos). Ele também preside

o Conselho da PETROBRAS Petróleo Brasileiro S.A., uma companhia duplamente listada (Brasil e Estados Unidos). Na B3 S.A., também é membro independente do comitê de sustentabilidade. O Sr. Carvalho é membro da Academia Brasileira de Ciências Contábeis (Abracicon) e preside o Conselho Fiscal da Fundação Amazonas Sustentável (FAS), uma ONG cujo objetivo é proteger a Floresta Amazônica. Também é membro do Conselho Curador da Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras (FIPECAFI), uma organização de pesquisa acadêmica sem fins lucrativos. Além disso, é coárbitro da Câmara de Comércio Brasil – Canadá (São Paulo) e da Câmara de Comércio Internacional (Paris). Ele é Especialista em Litígio para assuntos que envolvem Contabilidade Societária, Contabilidade Internacional, Governança Corporativa, Gestão de Riscos e Auditoria. Anteriormente, o Sr. Carvalho foi: (a) Presidente do Comitê de “Construção de Capacidade” na área de Relatórios Corporativos Financeiros Internacionais do Grupo de Especialistas Intergovernamentais em Normas Internacionais de Contabilidade e Relatórios Financeiros, um ramo da UNCTAD, Organização das Nações Unidas, em Genebra, na Suíça; (b) membro independente do Comitê de Autorregulação Bancária da Federação Brasileira de Bancos (FEBRABAN); (c) membro do Conselho de Administração da ONG Fundação Amazônia Sustentável, onde atualmente preside o Conselho Fiscal; (d) membro do Conselho Internacional para Relatórios Integrados, liderado pelo Príncipe de Gales; (e) vice-presidente “sem pasta” da Associação Internacional para Educação e Pesquisa Contábil (International Association for Accounting Education and Research, ou IAAER); (f) também foi membro do Grupo Consultivo para a Crise Financeira montado pelo US FASB e pelo IASB em 2008; (g) primeiro Presidente independente do Conselho Consultivo de Normas do IASB; (h) membro do Grupo Consultivo da Federação Internacional de Contadores (IFAC); (i) vice-diretor da Associação Interamericana de Contabilidade; (j) membro do Conselho de Administração de (i) Banco Nossa Caixa S.A., (ii) Caixa Econômica Federal, (iii) Banco Bilbao Vizcaya Argentaria Brasil – BBVA, (iv) Banco de Crédito Real de Minas Gerais, (v) Grupo ORSA (celulose e papel), (vi) Companhia Müller de Bebidas, (vii) Vicunha Têxtil S.A. e (viii) Banco Fibra S.A.; (ix) foi membro dos comitês de auditoria do Banco Nossa Caixa e da Vicunha Têxtil; e membro do comitê de controles internos do Banco Fibra.

O Sr. Carvalho também foi presidente regional da Associação Internacional de Institutos de Executivos de Finanças (International Association of Financial Executives Institutes, IAFEI) para as Américas Central e do Sul. Foi Diretor de Supervisão Bancária do Banco Central do Brasil e Comissário da CVM. O Sr. Carvalho possui bacharelado em economia pela FEA e em contabilidade pela Faculdade São Judas Tadeu, além de mestrado e doutorado em contabilidade e controladoria pela FEA-USP.

Jerônimo Antunes — O Sr. Antunes é membro do nosso Conselho de Administração desde maio de 2016. Atualmente, é professor de contabilidade na FEA/USP, onde leciona desde 1999. Foi professor de diversos cursos de MBA e de especialização em contabilidade, auditoria, finanças e gestão empresarial na FIPECAFI-USP desde 2000 e também leciona em outras instituições de ensino superior. Além disso, é membro do Conselho de Administração e Presidente do Comitê de Auditoria da Petrobras Distribuidora e da Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo (SABESP). O Sr. Antunes atuou como auditor independente de companhias durante mais de 30 anos. Atuou ainda como perito contábil em várias disputas na Câmara de Comércio Brasil-Canadá e no Judiciário desde 2005. Possui bacharelado em ciências contábeis e administração de empresas, assim como mestrado e doutorado em controladoria e contabilidade pela FEA-USP. Anteriormente, foi membro suplente do nosso Conselho de Administração.

Segen Farid Estefen – O Professor Estefen é membro do nosso Conselho de Administração desde maio de 2015 e foi presidente do Conselho de Administração da Petrobras Distribuidora entre novembro de 2015 e abril de 2016. É professor titular de estruturas oceânicas e engenharia submarina da COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, onde ocupou o cargo de Diretor Geral de 1998 a 2001. Também é o Coordenador do Laboratório de Tecnologia Submarina e coordenador do Grupo de Energias Renováveis Oceânicas, ambos na Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE), membro do Conselho Consultivo da Divisão de Oceano, *Offshore* e Engenharia Polar da Sociedade Americana de Engenheiros Mecânicos (American Society of Mechanical Engineers, ou ASME), membro da Sociedade de Tecnologia Submarina (Society for Underwater Technology, ou SUT) do Reino Unido, coordenador técnico da unidade Embrapii-COPPE para engenharia submarina e membro titular da Academia Nacional de Engenharia (ANE). Possui bacharelado em engenharia civil pela Universidade Federal de Juiz de Fora, mestrado em engenharia oceânica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE), doutorado em engenharia civil pelo Imperial College of Science, Technology and Medicine (Londres) e foi pesquisador de pós-doutorado do Instituto de Tecnologia Marinha da Universidade Norueguesa de Ciência e Tecnologia.

Francisco Petros Oliveira Lima Papathanasiadis – O Sr. Papathanasiadis é membro do nosso Conselho de Administração desde maio de 2016. Atualmente, é sócio-gerente do Escritório de Advocacia Fernandes, Figueiredo, Françoso e Petros. Trabalhou por mais de trinta anos em várias instituições financeiras, com destaque para Unibanco, Brasilpar e Grupo SulAmérica, nos mercados financeiro e de capitais do Brasil. Foi vice-presidente e presidente da Associação Brasileira de Mercados de Capitais (ABAMEC, São Paulo) de 1999 a 2001 e primeiro presidente do conselho de supervisão dos analistas de mercados de capitais da APIMEC de 2010 a 2014. De 2015 a 2016, atuou como membro suplente do nosso Conselho de Administração; durante o mesmo período, foi membro do Conselho de Administração da BR Distribuidora. O Sr. Papathanasiadis também foi membro do nosso comitê de auditoria em 2015. Atualmente, é vice-presidente do Conselho de Administração da BRF Foods e coordenador do seu comitê de auditoria estatutário e do comitê financeiro.

Durval José Soledade Santos – O Sr. Santos é membro do nosso Conselho de Administração desde maio de 2016. No momento, atua no conselho de advocacia da Ordem dos Advogados do Brasil (OAB), na seção do Rio de Janeiro. Atualmente, é professor-convidado do curso LLMSDS da Faculdade de Direito FGV, no Rio de Janeiro, e professor do curso de direito societário promovido pelo comitê de mercado de capitais da OAB/RJ. Também atua como vice-presidente do comitê de investigação independente da Eletrobras. Anteriormente, foi conselheiro do comitê de governança corporativa da Forjas Taurus Inc. e membro do comitê financeiro e de investimento da Odebrecht Agroindustrial Inc. Serviu duas vezes como conselheiro da CVM. Formou-se em direito pela Universidade Federal Fluminense em 1974. Possui um MBA executivo pela COPPE/UFRJ. Tem mestrado em economia do desenvolvimento pela PUC/BNDES e se formou em direito societário pela Universidade Cândido Mendes. Foi Diretor da CVM por duas vezes.

Pedro Pullen Parente – O Sr. Pedro Parente é membro do nosso Conselho de Administração desde junho de 2016. Começou sua carreira no serviço público no Banco do Brasil em 1971 e foi transferido para o Banco Central em 1973, em ambas as ocasiões após concurso público. Formou-se bacharel em engenharia elétrica pela Universidade de Brasília em 1976. Já foi consultor para o Fundo Monetário Internacional e instituições públicas brasileiras, incluindo Secretarias de Estado e a Assembleia Nacional Constituinte de 1988, e tendo atuado em diversos cargos na área econômica do Governo. Foi Ministro de Estado entre 1999 e 2002, tendo sido o coordenador da equipe que fez a transição do governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso para a administração do Presidente Lula. Durante esse período, exerceu a função importante de Presidente da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica. Foi membro do nosso Conselho de Administração entre 24 de março de 1999 e 31 de dezembro de 2002, além de presidente do Conselho a partir de 25 de março de 2002. Foi Diretor de Operações do Grupo RBS entre 2003 e 2009, assim como Presidente e CEO da Bunge Brasil de 2010 a 2014. Atualmente, é Sócio Licenciado do grupo Prada de empresas de consultoria e assessoria financeira e Presidente do Conselho de Administração da B3 S.A. – Brasil, Bolsa Balcão.

Guilherme Affonso Ferreira – O Sr. Ferreira é membro do nosso Conselho de Administração desde maio de 2015 e também é membro do Conselho de Administração da Sul America S.A, Gafisa S.A., Bahema S.A, B3 S.A. – Brasil, Bolsa Balcão, Arezzo S.A. e T4F S.A., além de membro do Conselho de Administração de organizações não governamentais, tais como Instituto da Cidadania, AACD e Esporte Solidário, entre outras. O Sr. Ferreira possui bacharelado em engenharia pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP) e estudou ciências políticas no Macalester College.

Marcelo Mesquita de Siqueira Filho – O Sr. Mesquita é membro do nosso Conselho de Administração desde agosto de 2016. É formado em economia pela PUC-Rio, em estudos de francês pela Nancy University II e possui um OPM (Owner/President Management) pela Harvard (HBS). É sócio-cofundador da Leblon Equities (desde 2008) e cogestor de fundos de ações e investimentos em private equity. Ele tem 27 anos de experiência no mercado de ações brasileiro, tendo trabalhado 10 anos na UBS Pactual (1998-2008) e 7 anos no Banco Garantia (1991-1998). Na UBS Pactual, foi corresponsável pela área de Mercado de Capitais (2007-2008); corresponsável pela área de ações (2005-2007); e responsável pela área de Análise de Empresas e Estrategista (1998-2006). No Banco Garantia, foi analista de empresas de *commodities* (1991-1997) e *investment banker* (1997-1998). Desde 1995, foi considerado por investidores como um dos principais analistas do Brasil, segundo várias pesquisas feitas pela revista Institutional Investor. Foi classificado como “Analista Nº 1 do Brasil” de 2003 a 2006 (Nº 3 em 2002, Nº 2 em 2001 e Nº 3 em 2000). Também foi classificado como “Estrategista de Ações Nº 1 no

Brasil” de 2003 a 2005. Marcelo Mesquita participou de mais de 50 transações no mercado acionário brasileiro (IPOs), tanto no Garantia quanto no UBS Pactual. Atualmente, também é membro do Conselho de Administração da BR Home Centers S.A. e da Tamboro Educacional S.A.

Betania Rodrigues Coutinho – A Sra. Coutinho é membro do nosso Conselho de Administração desde abril de 2016. É engenheira de petróleo da Petrobras desde 2004 e Conselheira de Administração representante dos empregados desde abril de 2016. Anteriormente, foi professora adjunta da Universidade Federal do Espírito Santo (UFES). Tem mestrado em engenharia civil, com ênfase em geotecnia ambiental.

Diretoria

Nossa Diretoria é composta pelo Chief Executive Officer (CEO) e por sete diretores executivos, sendo responsável pela nossa administração no dia a dia. Nossos diretores executivos são cidadãos brasileiros que residem no Brasil. Segundo nosso estatuto social, o Conselho de Administração elege os diretores, inclusive o CEO, e, ao eleger os diretores para as respectivas áreas, precisa considerar a qualificação, o conhecimento e a especialização pessoais. O mandato máximo para nossos diretores executivos é de dois anos, com permissão para um máximo de três reeleições consecutivas. O Conselho de Administração poderá destituir qualquer diretor do cargo a qualquer momento, com ou sem justa causa. Quatro dos nossos diretores executivos atuais são gerentes, engenheiros ou técnicos de carreira experientes na Petrobras. Para obter mais informações a respeito da nossa Diretoria, consulte o Apêndice 1.1, que contém uma cópia do nosso estatuto social.

A tabela a seguir contém algumas informações a respeito dos nossos diretores executivos:

Nome	Data de Nascimento	Posição	Mandato Atual
Pedro Pullen Parente	21 de fevereiro de 1953	CEO	Abril de 2018
Ivan de Souza Monteiro	15 de novembro de 1960	Diretor Executivo Financeiro e de Relacionamento com Investidores	Abril de 2018
Roberto Moro*	08 de novembro de 1962	Diretor Executivo de Desenvolvimento da Produção e Tecnologia	Novembro de 2017
Solange da Silva Guedes.....	22 de novembro de 1960	Diretora Executiva de Exploração e Produção	Abril de 2018
Jorge Celestino Ramos	11 de outubro de 1956	Diretor Executivo de Refino e Gás Natural	Abril de 2018
Hugo Repsold Júnior**.....	23 de julho de 1959	Diretor Executivo de Desenvolvimento da Produção e Tecnologia	Abril de 2018
João Adalberto Elek Junior ***	26 de novembro de 1958	Diretor Executivo de Governança e Conformidade	Abril de 2018
Nelson Luiz Costa Silva	14 de setembro de 1955	Diretor Executivo de Estratégia, Organização e Sistema de Gestão	Abril de 2018
Eberaldo de Almeida Neto ****.....	19 de novembro de 1962	Diretor Executivo de Assuntos Corporativos	Abril de 2018

(*) O Sr. Moro aposentou-se em novembro de 2017.

(**) O Sr. Repsold assumiu a posição em janeiro de 2018.

(***) O Sr. João Elek ficou temporariamente afastado da posição entre 23 de agosto de 2017 e 27 de setembro de 2017.

(****) O Sr. Almeida assumiu a posição em janeiro de 2018.

Pedro Pullen Parente – O Sr. Pedro Parente é nosso CEO desde junho de 2016. Para obter informações biográficas sobre o Sr. Parente, consulte “– Conselheiros”.

Ivan de Souza Monteiro – O Sr. Ivan Monteiro é nosso Diretor Executivo Financeiro e de Relacionamento com Investidores desde fevereiro de 2015. Anteriormente, atuou como vice-presidente de Gestão Financeira e Relações com Investidores do Banco do Brasil de junho de 2009 a fevereiro de 2015, companhia onde ocupou diferentes cargos, inclusive o cargo de Diretor Comercial e vice-presidente de Finanças, Mercados de Capitais e Relações com Investidores. Também foi presidente do Conselho 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). Além disso, o Sr. Ivan Monteiro 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, da 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, assim como da Petrobras Gás S/A – GASPETRO de fevereiro de 2015 a novembro de 2017. O Sr. Ivan Monteiro formou-se em engenharia eletrônica e telecomunicações pela INATEL-MG e tem um MBA executivo em finanças pela IBMEC-RJ e em gestão pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio).

Roberto Moro – O Sr. Moro foi nosso Diretor Executivo de Desenvolvimento da Produção e Tecnologia de abril de 2016 a novembro de 2017, quando se aposentou. Ele ingressou na Petrobras em 1981 e ocupou vários cargos em nossos Projetos de Engenharia, incluindo a posição de Diretor Executivo de Engenharia, Tecnologia e Aquisição de fevereiro de 2015 a março de 2016, Gerente Geral para a implementação de Projetos de Engenharia para E&P e Gerente Executivo para Projetos Submarinos de outubro de 2013 a fevereiro de 2015. O Sr. Moro formou-se em engenharia mecânica pela Universidade Gama Filho e possui especialização em gestão de projetos pela Fundação Getúlio Vargas-FGV.

Solange da Silva Guedes – A Sra. Solange Guedes é nossa Diretora Executiva de Exploração e Produção desde fevereiro de 2015. A Sra. Solange Guedes ingressou na Petrobras em 1985 e ocupou várias posições em nosso segmento de negócios de E&P, incluindo a de Gerente Executiva das nossas atividades *upstream* no Norte e no Nordeste do Brasil de fevereiro de 2003 a abril de 2008, Gerente Executiva de Produção de Engenharia no segmento de negócios de E&P de abril de 2008 a dezembro de 2013 e Gerente Executiva Corporativa em E&P de dezembro de 2013 a fevereiro de 2015. A Sra. Solange Guedes possui bacharelado em Engenharia Civil pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), mestrado em Engenharia Civil pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), doutorado em Engenharia de Petróleo pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) e MBA em Gestão Empresarial pela COPPEAD/UFRJ.

Jorge Celestino Ramos – O Sr. Jorge Celestino é nosso Diretor Executivo de Refino e Gás Natural desde abril de 2016. Ele ingressou na Petrobras em 1983 e ocupou várias posições em nossos segmentos de refino e distribuição, incluindo a de Diretor de Abastecimento de fevereiro de 2015 a março de 2016, Gerente Executivo de Logística de abril de 2014 a fevereiro de 2015 e Gerente Executivo de Operações da Petrobras Distribuidora de fevereiro de 2007 a abril de 2014. O Sr. Jorge Celestino formou-se em Engenharia Química pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ) e possui um MBA em Marketing pela Escola Superior de Propaganda e Marketing (ESPM) e em Administração pela Fundação Getúlio Vargas (FGV).

Hugo Repsold Júnior – O Sr. Hugo Repsold Júnior é nosso Diretor Executivo de Desenvolvimento da Produção e Tecnologia desde janeiro de 2018. Foi nosso Diretor Executivo de Assuntos Corporativos de agosto de 2016 a janeiro de 2018 e nosso Diretor Executivo de Produção, Desenvolvimento e Tecnologia interino de novembro de 2017 a janeiro de 2018. Ele ingressou na Petrobras em 1985 e ocupou várias posições na Companhia, inclusive o cargo de Diretor Executivo de Recursos Humanos, SMS e Serviços de abril de 2016 a julho de 2016, Diretor de Gás e Energia de fevereiro de 2015 a março de 2016, Gerente Executivo Corporativo de Gás e Energia de maio de 2012 a janeiro de 2015, Gerente Executivo de Desempenho Empresarial e Gerente Executivo de Estratégia de setembro de 2011 a maio de 2012. O Sr. Hugo Repsold Júnior formou-se em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal Fluminense (UFF), em economia pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ) e possui Mestrado em Planejamento Energético pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (Coppe/PPE-UFRJ).

João Adalberto Elek Junior – O Sr. João Elek é nosso Diretor Executivo de Governança e Conformidade desde dezembro de 2016 e anteriormente, foi nosso Diretor Executivo de Governança, Risco e Conformidade de janeiro de 2015 a novembro de 2016. Atuou como Diretor Financeiro da Fibria de agosto de 2010 a fevereiro de 2012. Também trabalhou na Telmex e na AT&T no Brasil e na América Latina, de maio de 2000 a fevereiro de 2007, e foi Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da empresa de TV a cabo e telecomunicações NET Serviços de março de 2007 a julho de 2010. O Sr. João Elek também trabalhou por 20 anos no Citibank, onde foi Diretor Financeiro da área de varejo de novembro de 1996 a maio de 2000. Ele possui bacharelado em Engenharia Eletrônica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), um MBA em Planejamento de Marketing pela COPPEAD/UFRJ e pós-graduação em Fusões e Aquisições pela Columbia Business School.

Nelson Luiz Costa Silva – O Sr. Nelson Silva é nosso Diretor Executivo de Estratégia Organização e Sistema de Gestão desde agosto de 2016. Ele tem uma carreira de 40 anos nos setores de petróleo e gás, mineração e manufatura, dos quais 25 anos foram passados no exterior. Antes de ingressar na Petrobras, o Sr. Nelson Silva foi CEO do BG Group na América do Sul e Presidente do segmento global de alumínio da BHP Billiton e, posteriormente, foi Diretor comercial estabelecido em Londres e Cingapura. O Sr. Nelson Silva também ocupou vários cargos de executivo sênior na Vale, estabelecido em Bruxelas, Tóquio e no Rio. Foi CEO da ferrovia América Latina Logística, estabelecido em Buenos Aires, e Diretor Geral da Embraer Europa, estabelecido em Paris. Ele também é membro do Conselho de Administração da Compass Group Plc. O Sr. Nelson Silva formou-se em Engenharia Naval pela Universidade de São Paulo, com pós-graduação na Fundação Getúlio Vargas, em São Paulo.

Eberaldo de Almeida Neto – O Sr. Eberaldo de Almeida Neto é nosso Diretor Executivo de Assuntos Corporativos desde 2018. O Sr. Eberaldo de Almeida ingressou na Petrobras em 1986 e ocupou vários cargos desde então. Foi nosso Gerente Executivo de Suprimentos, Bens e Serviços de 2016 a janeiro de 2018, Gerente Geral da Unidade de Operações do Rio de Janeiro de 2012 a 2016, Gerente Geral da Unidade de Serviços de Contratação de 2006 a 2012 e Gerente Geral da Unidade de Serviços Submarinos de 1998 a 2006. O Sr. Eberaldo de Almeida formou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e no *Advanced Management Program* pela IESE Business School (University of Navarra - Espanha) e possui MBA em Gestão Avançada Empresarial pela Coppead.

Remuneração

Em 2017, o valor total de remuneração que pagamos a todos os membros do Conselho de Administração e da Diretoria da Petrobras (controladora) foi de US\$ 5,5 milhões. Em 31 de dezembro de 2017, tínhamos 8 diretores executivos e 9 conselheiros. O número médio mensal de membros do nosso Conselho de Administração que receberam remuneração em 2017 foi de 5,75, enquanto o número de diretores remunerados durante esse período foi de 7,92. Consulte a Nota Explicativa 19.3 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter mais informações sobre a remuneração dos nossos empregados e diretores.

Além disso, os membros do nosso Conselho de Administração e da Diretoria recebem benefícios de assistência médica, que são geralmente oferecidos aos nossos funcionários e suas famílias. Nossos diretores executivos também recebem benefícios de previdência complementar e auxílio-moradia.

Não temos nenhum contrato de serviço com membros do nosso Conselho de Administração que estipule benefícios em caso de desligamento. Temos um comitê de remuneração e sucessão na forma de um comitê consultivo. Consulte “– Outros Comitês”.

Participação Acionária

Em 31 de dezembro de 2017, os membros do nosso Conselho de Administração, da nossa Diretoria Executiva e os membros do nosso Conselho Fiscal, como um grupo, eram beneficiários de um total de 5.148 ações ordinárias e 55.031 ações preferenciais da nossa companhia. Nesse sentido, a título individual e como grupo, nossos conselheiros, diretores executivos e os membros do Conselho Fiscal eram beneficiários de menos de um por cento de qualquer classe de nossas ações. As ações detidas pelos nossos conselheiros, diretores executivos e membros do Conselho Fiscal têm os mesmos direitos de voto que as ações do mesmo tipo e classe detidas pelos nossos outros acionistas. Nenhum dos nossos conselheiros, diretores executivos e membros do Conselho Fiscal detêm opções de compra de ações ordinárias ou ações preferenciais nem qualquer outra pessoa tem qualquer opção de compra das nossas ações ordinárias ou preferenciais. A Petrobras não tem um plano de opção de compra de ações para seus conselheiros, diretores ou empregados.

Conselho Fiscal

Temos 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 brasileira, nosso Conselho Fiscal é independente da nossa administração e de auditores independentes

externos. As responsabilidades do Conselho Fiscal incluem, entre outros: (i) monitoramento das atividades da administração e (ii) revisão do nosso relatório anual e das demonstrações contábeis. Os membros e seus respectivos suplentes são eleitos pelos acionistas na assembleia geral anual de acionistas. Os titulares de ações preferenciais sem direitos de voto e os acionistas minoritários com ações ordinárias têm o direito, como classe, de eleger um membro e seu 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 Ministro da Fazenda, representando o Tesouro Nacional brasileiro. Os membros do Conselho Fiscal são eleitos em nossa assembleia geral anual de acionistas para um mandato de um ano, sendo permitidas duas reeleições consecutivas.

A tabela a seguir lista os membros atuais do nosso Conselho Fiscal:

Nome	Ano da Primeira Indicação
Adriano Pereira de Paula.....	2017
Eduardo César Pasa.....	2017
Marisete Fátima Dadald Pereira (Presidente)	2011
Reginaldo Ferreira Alexandre.....	2013
Walter Luís Bernardes Albertoni	2013

A tabela a seguir lista os membros suplentes do nosso Conselho Fiscal:

Nome	Ano da Primeira Indicação
José Franco Medeiros de Morais	2017
Mauricyo José Andrade Correia	2017
Agnes Maria de Aragão da Costa.....	2015
Marcelo Gasparino da Silva	2017
José Pais Rangel	2017

Comitê de Auditoria

Temos um Comitê de Auditoria Estatutário que aconselha nosso Conselho de Administração, sendo composto exclusivamente por membro do nosso Conselho de Administração. O Comitê de Auditoria precisa ser formado por pelo menos três membros.

Em 17 de junho de 2005, nosso Conselho de Administração aprovou a indicação do nosso Comitê de Auditoria a fim de cumprir as exigências de comitê de auditoria da Lei Sarbanes-Oxley de 2002 e a Regra 10A-3 da *Securities Exchange Act* de 1934. Em 26 de fevereiro de 2016, nosso Conselho de Administração aprovou alterações no regimento interno do nosso Comitê de Auditoria a fim de observar as regras estabelecidas na Instrução CVM Nº 509/2011 (“ICVM 509”) que se aplicam a comitês de auditoria estatutários.

O Comitê de Auditoria é responsável por, entre outros assuntos:

- acompanhar, analisar e recomendar ao nosso Conselho de Administração a respeito da designação e destituição dos nossos auditores independentes, além de avaliar a independência dos nossos auditores independentes para emissão de opinião sobre as demonstrações financeiras e as qualificações e conhecimentos deles como um todo;
- assessorar nosso Conselho de Administração na revisão das nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais e trimestrais, monitorando a conformidade às exigências legais e de listagem relevantes e assegurando a divulgação adequada da situação econômica e financeira da Companhia, para arquivamento na CVM, à SEC e à Comisión Nacional de Valores (CNV);

- assessorar nosso Conselho de Administração e os administradores da companhia, com apoio dos auditores independentes e internos, bem como de nossas unidades de gerenciamento de riscos e de controles internos, sobre o monitoramento da qualidade e da integridade dos nossos controles internos sobre sistemas de relatórios financeiros, nossas demonstrações financeiras e divulgações financeiras relacionadas;
- revisar e apresentar propostas ao nosso Conselho de Administração a respeito da resolução de conflitos entre os administradores e o auditor independente em relação às nossas demonstrações financeiras;
- avaliar e monitorar, juntamente com a administração e a auditoria interna, a adequação das ações para prevenção e combate à fraude e à corrupção;
- avaliar e monitorar, juntamente com nossa Administração e nossos auditores internos, as transações com partes relacionadas, inclusive realizando, pelo menos uma vez por ano, uma revisão de todas as transações entre partes relacionadas e aprovando previamente as transações entre partes relacionadas acima de determinados critérios; e
- estabelecer e revisar procedimentos para o recebimento, a retenção e o processamento de denúncias a respeito de assuntos de contabilidade, controles internos e auditoria, inclusive procedimentos para a apresentação confidencial de denúncias internas e externas à companhia, em matérias relacionadas ao escopo das atividades do comitê, assim como receber, reter e processar tais denúncias.

Os membros atuais do nosso Comitê de Auditoria são Jerônimo Antunes, Durval José Soledade Santos e Marcelo Mesquita de Siqueira Filho. Todos os membros do nosso Comitê de Auditoria atendem as exigências estabelecidas na Regra 10A-3 do *Securities Exchange Act*.

Outros Comitês

Nosso Conselho de Administração conta com outros cinco comitês estatutários de assessoramento:

- Comitê de Indicação, Remuneração e Sucessão, responsável por assessorar nosso Conselho de Administração a respeito da remuneração dos membros da alta administração e a respeito das nossas políticas e mecanismos gerais de compensação entre outros assuntos. Desde setembro de 2016, esse Comitê também é responsável por assessorar nosso Conselho de Administração a respeito das alterações propostas à nossa política de indicação; verificar a conformidade da indicação dos membros do nosso Conselho Fiscal, nosso Conselho de Administração, nossa Diretoria Executiva e participantes externos dos comitês de assessoramento do nosso Conselho de Administração, entre outros assuntos. Esse Comitê também é responsável por atuar como comitê de elegibilidade para nós e algumas das empresas que fazem parte do Sistema Petrobras, em conformidade com a Lei 13.303/16 e o Decreto 8.945/16. Assim, o Comitê auxilia nossos acionistas a indicar membros para o Conselho de Administração e o Conselho Fiscal. Os membros atuais do nosso Comitê de Indicação, Remuneração e Sucessão são Francisco Petros Oliveira Lima Papathanasiadis, Durval José Soledade Santos, Jerônimo Antunes e Tales José Bertozzo Bronzato;
- Comitê de Segurança, Meio Ambiente e Saúde, responsável por assessorar nosso Conselho de Administração a respeito das políticas globais relacionadas à gestão estratégica de questões de segurança, meio ambiente e saúde, entre outros assuntos. Os membros atuais do nosso Comitê de Segurança, Meio Ambiente e Saúde são Betania Rodrigues Coutinho, Segen Farid Estefen e Sonia Aparecida Consiglio;
- Comitê Financeiro, responsável por assessorar nosso Conselho de Administração a respeito dos riscos e estratégias concernentes à gestão financeira. Os membros atuais do nosso Comitê Financeiro são

Guilherme Affonso Ferreira, Francisco Petros Oliveira Lima Papathanasiadis, Carlos Antonio Rocca e Clemir Carlos Magro;

- Comitê Estratégico, responsável por assessorar o Conselho de Administração a respeito do nosso plano estratégico, do Plano de Negócios e Gestão 2018-2022 e de outras questões estratégicas. Desde dezembro de 2016, o Comitê Estratégico realiza seminários mensais para promover uma compreensão melhor de pautas estratégicas, consolidar sua visão e aumentar a solidez das recomendações feitas ao nosso Conselho de Administração. Os membros atuais do Comitê Estratégico são Segen Farid Estefen (Presidente), Guilherme Affonso Ferreira, Reinaldo Guerreiro e Guilherme José Macedo Pinheiro de Lima; e
- Comitê de Minoritários, responsável por assessorar nosso Conselho de Administração a respeito de transações com partes relacionadas que envolvem a nós, o governo federal brasileiro, suas autarquias e fundações e empresas estatais federais classificadas pelo Comitê de Auditoria Estatutário como fora do curso normal dos nossos negócios, de modo permanente, incluindo o processo de revisão do Contrato de Cessão Onerosa. Os membros atuais do Comitê de Minoritários são o Sr. Guilherme Affonso Ferreira, que foi eleito pelos acionistas preferenciais; o Sr. Marcelo Mesquita de Siqueira Filho, que foi eleito pelos acionistas minoritários; e o Sr. Durval José Soledade Santos, nosso conselheiro.

Além disso, nosso Conselho de Administração conta com outro comitê de assessoramento que contribui em discussões sobre as matérias afetas a ele em nosso processo de tomada de decisões:

- Comitê de Comunicação e Responsabilidade Social, um comitê não estatutário, de caráter permanente, responsável por assessorar em assuntos relacionados à comunicação, patrocínio e responsabilidade social. Os membros atuais do nosso Comitê de Comunicação e Responsabilidade Social são Betania Rodrigues Coutinho, Francisco Petros Oliveira Lima Papathanasiadis, Guilherme Affonso Ferreira, Jerônimo Antunes e Segen Farid Estefen, que são presidentes dos comitês permanentes do nosso Conselho de Administração.

Além disso, em 23 de dezembro de 2014, nosso Conselho de Administração anunciou a formação de um comitê (o "Comitê Especial") que serve como linha de comunicação para as investigações internas feitas por dois escritórios de advocacia independentes: o escritório Gibson, Dunn & Crutcher LLP, dos Estados Unidos, e o escritório brasileiro Trench, Rossi e Watanabe Advogados. Essas investigações internas concentram-se na coleta de evidências a respeito da natureza, extensão e impacto de supostos atos ilegais que possam ter sido cometidos contra nós, conforme relatado em testemunho em acordos de delação premiada oferecidos para tribunais brasileiros, assim como na investigação de fatos e circunstâncias relacionados que possam causar um impacto significativo em nossos negócios e resultados operacionais.

Esse Comitê Especial age de maneira independente, mas tem uma linha de comunicação direta com nosso Conselho de Administração. Ele é responsável por: (i) aprovação do plano dos escritórios de advocacia independentes para a investigação interna; (ii) receber e analisar as informações produzidas pelos escritórios de advocacia independentes; (iii) assegurar que a independência das investigações não seja comprometida; (iv) analisar, recomendar ao Conselho para aprovação e viabilizar 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, inclusive agências reguladoras, a respeito do status da investigação, seus resultados, assim como as medidas adotadas por nós em relação a tais investigações; (vi) preparar um relatório final sobre os resultados das investigações dos escritórios de advocacia independentes, além de nos fornecer as recomendações do Comitê Especial para melhorar nossas políticas e procedimentos internos.

O Comitê Especial é composto por três membros: dois indivíduos independentes de fora da companhia (um brasileiro e um não brasileiro), com conhecimento técnico notável, além do nosso Diretor Executivo de Governança e Conformidade.

A tabela a seguir contém algumas informações a respeito dos membros do Comitê Especial:

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

Ellen Gracie Northfleet – A Juíza Northfleet é membro do nosso Comitê Especial desde dezembro de 2014. Ela atuou como Presidente do Supremo Tribunal Federal de 2006 a 2008 e foi Juíza do Supremo Tribunal Federal de dezembro de 2000 a agosto de 2011. A Sra. Northfleet também foi Juíza do Tribunal Regional Federal – 4ª Região de 1989 a 2000 e Procuradora da República de 1973 a 1989. Ela é reconhecida no Brasil e no exterior pelo conhecimento e experiência com questões jurídicas complexas. A Sra. Northfleet é bacharel em direito pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) e tem pós-graduação em antropologia social também pela UFRGS.

Andreas Pohlmann – O Dr. Pohlmann é membro do nosso Comitê Especial desde dezembro de 2014 e sócio da Pohlmann & Company desde fevereiro de 2012. Ele atuou como Diretor de Conformidade da Siemens AG de setembro de 2007 a maio de 2010; de maio de 2010 a novembro de 2011, foi membro da Diretoria da Ferrostaal AG, responsável pela conformidade e pela administração. O Dr. Andreas Pohlmann também foi Diretor de Conformidade e membro do Comitê Executivo da SNC-Lavalin Group Inc. em Montreal, no Canadá, de 2013 a 2014. Formou-se em direito pela Universidade Goethe em Frankfurt e tem doutorado em direito da Universidade Tuebingen.

João Adalberto Elek Junior – O Sr. Elek Junior é membro do nosso Comitê Especial desde janeiro de 2015. Para obter informações biográficas sobre o Sr. Elek Junior, consulte “– Diretoria”.

Ouvidoria

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

Nosso Conselho de Administração aprovou as Políticas e Diretrizes da Função Ouvidoria do Sistema Petrobras, o que é um passo importante para alinhar as práticas da Ouvidoria Geral com as das outras ouvidorias do nosso grupo, contribuindo para a melhoria da governança corporativa. Essas políticas estabelecem um mandato de três anos para o Ouvidor, durante o qual ele não pode ser dispensado de maneira irrestrita pela Administração, o que assegura sua independência no exercício das suas funções.

O Ouvidor também foi indicado pela nossa Administração como pessoa responsável pela implementação da Lei de Acesso à Informação (Lei Nº 12.527/2011), que regula o direito constitucional das pessoas a ter acesso à informação pública. Essa lei decreta que todas as informações produzidas ou mantidas em custódia pelo governo e não classificadas como confidenciais precisam ser acessíveis para todos os cidadãos. A esse respeito, a Ouvidoria-Geral assegura a conformidade com as regras sobre o acesso à informação pelo público, monitora a implementação dessa lei e envia relatórios periódicos ao nosso Conselho de Administração. Também faz recomendações e fornece orientação às nossas unidades de negócios a respeito da aplicação da lei.

Juntamente com nossa Comissão de Ética, o Ouvidor é responsável pela implementação da Lei de Conflito de Interesses (Lei Nº 12.813/2013) dentro da Petrobras. Essa lei regula as circunstâncias em que poderá surgir um conflito entre o interesse público e os interesses de alguns empregados atuais e antigos do governo federal brasileiro, que inclui a Petrobras, e estabelece restrições posteriores às atividades realizadas por essas pessoas.

As responsabilidades do Ouvidor Geral incluem tarefas como receber e analisar as demandas dos nossos empregados a respeito da existência de conflito de interesses, comunicar às partes interessadas os resultados dessas análises, realizar avaliações preliminares sobre a existência de possíveis conflitos de interesses, verificar possíveis conflitos de interesses antes de autorizar os empregados a realizar determinadas atividades, assim como informar aos empregados como prevenir ou evitar tais conflitos.

Em maio de 2015, nosso Conselho de Administração aprovou um Canal de Denúncia unificado aplicável a todas as unidades da Petrobras e a todas as suas controladas. Esse canal, que começou a funcionar em novembro de 2015 e é supervisionado pela Ouvidoria-Geral, é responsável por registrar alegações formais de fraude e corrupção relatada. Nosso Conselho de Administração também aprovou a contratação de uma companhia terceirizada independente responsável por receber as representações registradas por meio do Canal de Denúncia. Mais informações sobre nosso programa de Canal de Denúncia estão disponíveis em <https://contatoseguro.com.br/petrobras>.

A Ouvidoria-Geral estabeleceu uma metodologia para a classificação de alegações de fraude e corrupção recebidas pela Petrobras, com base em uma matriz de riscos. O objetivo principal dessa medida é definir uma abordagem estratégica para as áreas responsáveis pela investigação, além de permitir que a Alta Administração entenda a gravidade das alegações de fraude e corrupção recebidas. Ademais, estamos fortalecendo nossos controles internos por meio do processo do Canal de Denúncia.

Empregados e Relações Trabalhistas

Atraímos e retemos empregados de grande valor oferecendo remuneração e benefícios competitivos, promoções baseadas em mérito e um plano de participação nos lucros e resultados.

A tabela abaixo mostra nossos números de empregados nos últimos três anos:

	Em 31 de dezembro de		
	2017	2016	2015
Empregados da Petrobras:			
Controladora	46.979	51.255	56.874
Controladas	13.914	13.936	14.740
No exterior	1.810	3.638	6.856
Total do Sistema Petrobras	62.703	68.829	78.470
Controladora por região:			
Sudeste do Brasil	34.456	36.883 (1)	40.326
Nordeste do Brasil	8.963	10.565 (1)	12.344
Outros locais	3.560	3.807 (1)	4.204 (2)
Total da controladora	46.979	51.255	56.874

(1) Ajustamos a distribuição dos empregados da controladora por região em 2016 (todas as regiões), pois identificamos empregados nas regiões sudeste e nordeste do Brasil que haviam sido identificados no item Outros locais.

(2) Ajustamos os empregados da controladora por região em 2015 (outros locais), pois identificamos um erro de digitação (era 4.205, e o número correto é 4.204).

A tabela abaixo define as principais despesas relacionadas aos nossos empregados nos últimos três anos:

	2017	2016	2015
		(US\$, em milhões)	
Salários	5.221,2	5.353,7	5.723,5
Treinamento de empregados	44,2	41,8	92,8
Distribuições de participação nos lucros	151	-	-

Valorizamos a transparência nas relações com todas as partes interessadas, entre as quais estão os sindicatos de trabalhadores. Mantemos relações com 17 sindicatos e 1 federação de Trabalhadores do Petróleo, assim como 8 sindicatos e 1 federação de Trabalhadores Marítimos. Dos nossos empregados, 42,63% são sindicalizados; todos os nossos empregados são cobertos por acordos de negociação coletiva. Esses acordos são

compostos por cláusulas sociais (relacionadas à mão de obra, condições de segurança, benefícios, entre outros assuntos) que são válidas por dois anos, segundo o acordo de negociação coletiva atual.

Em 2017, começamos o ano finalizando as negociações das cláusulas econômicas dos acordos de negociação coletiva com os sindicatos de trabalhadores do petróleo. A Petrobras ofereceu um aumento de 8,57% nos salários e de 8,97% nos benefícios, assim como a opção, para os trabalhadores administrativos, de reduzir a jornada de trabalho diária de 8 horas para 6 horas em troca de um corte de 25% no pagamento. Em março, começamos as negociações das cláusulas econômicas dos acordos de negociação coletiva com os sindicatos de trabalhadores marítimos. Essa negociação foi encerrada em agosto de 2017; os empregados marítimos receberam um aumento de 7,63% nos salários e de 8,57% nos benefícios, assim como a adoção do regime de “1 dia de folga para cada 1 dia a bordo”. Em setembro, renegociamos os termos econômicos e sociais do acordo de negociação coletiva com os sindicatos de trabalhadores do petróleo, em face da nova legislação trabalhista. Concluímos essa negociação em janeiro de 2018, com 12 dos 17 sindicatos, oferecendo um aumento de 1,73% nos salários e nos benefícios, assim como a opção, para trabalhadores administrativos, de reduzir a jornada de trabalho semanal de 5 horas para 4 horas em troca de um corte de 20% no pagamento. Durante o ano, não houve greves ou protestos que afetassem a produção.

Iniciativas de Transferência de Conhecimento

Desenvolvemos práticas corporativas de gestão do conhecimento, tais como nosso Programa de Mentoria, Aprendizado por observação (*Shadowing*), Investário de Conhecimento, Comunidades de Práticas, Lições Aprendidas, Rodízio Técnico, Narrativas, Tutoria e outras iniciativas, com o intuito de assegurar a preservação, o compartilhamento e a aplicação do conhecimento dentro da Petrobras.

Sistematicamente, incluímos ações de gestão do conhecimento no nosso Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário (PIDV) a fim de preservar o conhecimento dentro da companhia e assegurar a continuidade das nossas operações.

Além disso, desenvolvemos projetos personalizados com nossos segmentos de negócios buscando identificar, preservar, compartilhar e aplicar conhecimentos relevantes que possam causar um impacto positivo em nossos resultados.

Temos envidado esforços para incluir a gestão do conhecimento em nossos processos administrativos, pois ela é considerada uma ferramenta importante para gerenciar pessoas, cultura, projetos e processos.

Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário – PIDV

Em janeiro de 2014, lançamos um Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário com o objetivo de contribuir para o atingimento das metas de desempenho estabelecidas em nosso plano estratégico anterior, incluindo a melhoria da nossa produtividade.

Esse Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário foi desenvolvido em conjunto com as ferramentas de gestão do conhecimento e de sucessão gerencial. Assim, o conhecimento é retido pela Petrobras nesse processo, permitindo o desligamento voluntário planejado e sistemático dos empregados inscritos no programa. O desligamento voluntário dos empregados no âmbito do programa precisa produzir estes resultados: (i) ajustar o número do pessoal às nossas necessidades de negócios; (ii) alcançar nossos interesses em consonância com as expectativas dos empregados; (iii) preservar o conhecimento existente dentro da Petrobras; e (iv) permitir o desenvolvimento de planos de sucessão da liderança.

O público-alvo do Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário foram 12.196 dos nossos empregados com idade superior a 55 anos, independentemente da posição na companhia, que seriam elegíveis à aposentadoria segundo as regras do Instituto Nacional do Seguro Social do Brasil até o fim do período de inscrição do programa de incentivo (31 de março de 2014). Dos nossos empregados, 7.634 se aproveitaram do Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário e foram classificados em diferentes categorias com datas de aposentadoria

que vão até março de 2018. Desde o lançamento do programa até dezembro de 2017, 7.172 empregados se aposentaram em seu âmbito.

Em abril de 2016, anunciamos um novo Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário (o “PIDV 2016”), aberto a todos os nossos empregados e destinado a ajustar o tamanho da força de trabalho ao Plano para 2017-2021, aumentando a produtividade e agregando valor para nós. O PIDV 2016 foi desenvolvido com base na premissa de preservar um número suficiente de empregados a fim de assegurar a continuidade regular das nossas operações, ao mesmo tempo em que ajusta o tamanho da força de trabalho em todos os segmentos de negócios. Tínhamos 11.865 empregados inscritos no PIDV 2016, com datas de partida que vão até agosto de 2018. Desde o lançamento do programa até dezembro de 2017, 9.269 empregados haviam deixado a Petrobras segundo o PIDV 2016.

Espera-se uma economia de custo de US\$ 16 bilhões até 2022 com as demissões decorrentes do PIDV 2014 e 2016.

Consulte a Nota Explicativa 22.8 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter mais informações sobre nossos programas de incentivo ao desligamento voluntário.

Além disso, em janeiro de 2016, a Petrobras Distribuidora adotou um Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário para incentivar o desligamento voluntário. O público-alvo desse programa incluiu empregados aposentados com idade superior a 55 anos a partir de 30 de dezembro de 2015. Em outubro de 2016, a Petrobras Distribuidora anunciou um novo Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário (“PIDV BR 2016”), cujo público-alvo incluía empregados com mais de 10 anos de serviço. As demissões começaram em janeiro de 2017 e 1.105 empregados já se inscreveram. A Petrobras Distribuidora tinha 3.714 empregados no final de 2016, o que corresponde a um decréscimo de 341 empregados (8,4%) comparado a 2015. O número de empregados que se desligaram voluntariamente segundo o PIDV BR 2016 em 2016 foi de 705.

Programa de Mobilidade Interna de Empregados – Mobiliza

Em 2013, lançamos um programa de mobilidade interna com o objetivo de tornar nossas necessidades organizacionais de recursos humanos compatíveis com os interesses dos nossos empregados, oferecendo-lhes oportunidades de transferência em áreas que acreditávamos que precisariam de um maior número de empregados. Dessa forma, ao transferir nossos recursos humanos atuais dentro da organização, reduzimos a necessidade de contratação adicional em curto prazo. Em 2016, publicamos 266 oportunidades e 151 empregados foram transferidos no âmbito desse programa. À luz do nosso Plano para 2017-2021, a mobilidade da equipe tornou-se especialmente relevante para nossas atividades. Conseqüentemente, em dezembro de 2016, estruturamos um programa para transformá-la em algo contínuo (Processo de Mobilidade Corporativa Contínua). O resultado foi um aumento de 221% no número de oportunidades publicadas, que chegaram a 853; 458 empregados foram transferidos em 2017.

Plano de Pensão e de Saúde

Patrocinamos, em um fundo de pensão, um plano de benefício definido, conhecido como Petros, e um plano de pensão de contribuição variável, conhecido como Petros 2; juntos, eles abrangem 96,43% dos nossos empregados.

O principal objetivo dos nossos planos de pensão é complementar os benefícios de aposentadoria dos nossos empregados. Os empregados, como participantes dos planos, fazem contribuições mensais obrigatórias. Nossa política histórica de financiamento consiste em fazer contribuições mensais para os planos nos valores determinados pelas normas relativas aos fundos de pensão e por avaliações atuariais em valor igual dos empregados. As contribuições destinam-se a proporcionar os benefícios atribuídos aos serviços prestados até o momento atual, mas também àqueles que se espera receber no futuro.

A tabela abaixo mostra os benefícios pagos, as contribuições feitas e os passivos de pensão e saúde pendentes para 2017, 2016 e 2015:

	2017	2016	2015
	(US\$, em milhões)		
Total de benefícios pagos – planos de pensão e saúde	2.408	1.701	1.569
Total das contribuições – planos de pensão e saúde (1)	767	650	651
Passivos atuariais (2)	21.830	22.297	12.850

(1) Inclui as contribuições de empregados e patrocinadores (exceto contribuições no âmbito do TFC).

(2) Obrigações de planos de pensão e saúde não financiados.

A Petros interrompeu a admissão de novos participantes em 09 de agosto de 2002. Desde 2003, estamos envolvidos em negociações complexas com representantes do Sindicato dos Petroleiros para resolver os déficits do plano e desenvolver um novo plano complementar de aposentadoria. Nesse sentido, assinamos, com a Petros, o termo de responsabilidade financeira (*terms of financial commitment*, ou “TFC”) a fim de cobrir as obrigações no âmbito do plano de pensão, cujos valores devem ser pagos em 20 anos, com pagamentos de cupons semestrais de 6% ao ano, com base no saldo atualizado. Em 31 de dezembro de 2016, o saldo do TFC era de US\$ 3,6 bilhões.* Também estamos sujeitos a processos judiciais significativos relacionados ao Plano Petros. Em agosto de 2007, aprovamos novas normas para o Plano Petros que reajustam os benefícios com base em um índice de inflação, e não por meio de reajustes salariais propostos pelos patrocinadores e reajustes aos benefícios de aposentadoria propostos pelo Instituto Nacional do Seguro Social brasileiro.

Em 2007, também implementamos o Petros 2, um plano de pensão misto ou de contribuição variável, para empregados sem plano de pensão complementar. Uma parte desse plano tem característica de benefícios definidos, inclusive cobertura de risco para invalidez e morte, garantia de benefício mínimo e renda vitalícia, enquanto as obrigações atuariais relacionadas são registradas de acordo com o método de crédito unitário projetado (*projected unit credit*, ou PUC). A parte do plano com característica de contribuição definida, destinada à formação de uma reserva para aposentadoria programada, é reconhecida nos resultados para o ano à medida que as contribuições são feitas.

Em julho de 2016, a Petros anunciou um déficit de US\$ 6,9 bilhões no Plano Petros, de acordo com o que está estipulado na Resolução Nº 26/2008 do Conselho de Gestão da Previdência Complementar (CGPC) e nas resoluções normativas complementares, que regulam questões sobre a administração do déficit. Esse valor excedeu o limite de tolerância chamado de LTDA (Limite de Déficit Técnico Acumulado), que é de US\$ 2,0 bilhões no que se refere à Petros. Assim, foi escolhido um valor líquido mínimo entre US\$ 4,9 bilhões e US\$ 6,9 bilhões, que precisará ser dividido em partes iguais entre os patrocinadores (50%) e os participantes e beneficiários (50%), conforme as regras de paridade da legislação brasileira para empregadores do governo. Essa equação tem vencimento de 1,5x a duração da responsabilidade; estima-se que seu prazo expirará em 18 anos.

Além disso, de acordo com a Resolução Nº 26/2008 do Conselho de Gestão da Previdência Complementar (CGPC) e as resoluções normativas complementares, a Fundação Petros deve ter desenvolvido e aprovado um plano de ajustamento (a ser aprovado pelos patrocinadores) até 31 de dezembro de 2016, com implementação prevista para um prazo de 60 dias. No entanto, a Fundação Petros apresentou um pedido de Termo de Ajustamento de Conduta (TAC), junto à Superintendência Nacional de Previdência Complementar (PREVIC), solicitando um adiamento de 210 dias após a aprovação do TAC, por motivos técnicos e administrativos.

Em 19 de junho de 2017, a PREVIC aprovou e publicou o TAC para a Fundação Petros, concedendo a dispensa solicitada e estabelecendo prazos para a aprovação e a implementação do Plano de Equacionamento de Déficit (PED) relacionado ao déficit atuarial acumulado em 2015.

Em 12 de setembro de 2017, o Conselho Deliberativo da Fundação Petros aprovou o PED do Plano Petros, no valor total do déficit registrado em 2015, de US\$ 6,9 bilhões, e o entregou à Petrobras para consideração. Esse valor foi ajustado principalmente para juros e inflação até dezembro de 2017, chegando a aproximadamente US\$ 8,3 bilhões.

Em conformidade com as regras de governança estabelecidas no Brasil, o PED foi avaliado pelo Conselho de Administração da Petrobras e encaminhado à Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (SEST), que, após analisar e realizar as considerações e pedidos complementares, aprovou a implementação no início de 2018.

Dessa forma, o PED começou a ser implementado em março de 2018, com a Petrobras totalizando US\$ 3,9 bilhões, e a BR Distribuidora, US\$ 0,3 bilhões. O desembolso pelos patrocinadores diminuirá nos próximos 18 anos; estima-se que, no primeiro ano, será de US\$ 0,4 bilhões para a Petrobras e US\$ 0,03 bilhões para a BR.

Em conformidade com a IAS19 (R1), o plano de equacionamento do déficit não afetou a conta de lucros e prejuízos da Petrobras em 2017, mas foi incluído nas demonstrações contábeis de dezembro de 2017, reduzindo o valor do passivo atuarial reavaliado e suas variações registradas em Outros Resultados Abrangentes (*Other Comprehensive Income*, ou OCI). Tal implementação influenciará positivamente a conta de lucros e prejuízos do ano seguinte, o que ajudará a diminuir as despesas contábeis com benefícios pós-emprego.

Em 15 de fevereiro de 2018, a Superintendência Nacional de Previdência Complementar (PREVIC) aprovou a separação do Plano Petros em duas partes independentes, esperadas para 31 de março de 2018. São elas: Petros – Repactuado (PPSR-R) e Petros – Não Repactuado (PPSP-NR). O processo de cisão foi derivado das novas normas que regem o Plano Petros, lançadas em 2007 e 2012. Segundo essas normas, os participantes poderiam optar por adotar ou não as novas regras aplicáveis aos benefícios. Desse modo, cerca de 75% dos participantes decidiram seguir as novas regras que criam estes dois novos grupos específicos: Petros – Repactuado (PPSR-R) e Petros – Não Repactuado (PPSP-NR). A Fundação Petros avaliará os possíveis impactos operacionais derivados do processo de cisão. A cisão poderá causar futuras revisões das premissas e custos associados a cada grupo novo, assim como uma possível revisão da contribuição de cada grupo.

Mantemos um plano de benefícios de saúde (AMS), que oferece benefícios médicos e abrange todos os empregados (ativos e aposentados), juntamente com seus dependentes. Nós administramos o plano; os empregados contribuem com aproximadamente 30% do valor total para cobrir os riscos principais e uma parte dos custos relacionados a outros tipos de cobertura, em conformidade com as tabelas de participação definidas por determinados parâmetros, inclusive os níveis salariais.

Em 18 de janeiro de 2018, a Comissão interministerial de Governança e de Administração de Participações Societárias (CGPAR), por meio das Resoluções CGPAR Nº 22/2018 e 23/2018, estabeleceu novas diretrizes e parâmetros de governança e custeio para os benefícios de saúde autogeridos de companhias federais, visando à sustentabilidade e ao equilíbrio financeiro-atuarial. Temos 48 meses para ajustar nossas práticas de contribuição da AMS às novas regras e já iniciamos alguns estudos para avaliar os impactos. Entre tais impactos, espera-se uma redução do passivo atuarial, uma vez que a mudança implica em limite de paridade dos custos entre nós e nossos empregados, além de outras alterações cujos efeitos serão medidos e considerados no momento oportuno.

Nosso compromisso relacionado aos benefícios futuros para os participantes do plano é calculado anualmente por um atuário independente, de acordo com o método de Crédito Unitário Projetado. O plano de saúde não é financiado ou garantido por ativos. Em vez disso, efetuamos os pagamentos dos benefícios com base nos custos anuais incorridos pelos participantes do plano.

Ademais, algumas das nossas controladas consolidadas têm seus próprios planos de benefícios.

Em 2017, as contribuições pagas pela Petrobras e suas controladas (patrocinadores) para os planos de pensão e saúde com característica de benefício definido totalizaram US\$ 922 milhões; as contribuições pagas para a parte variável do plano de pensão Petros 2 totalizaram US\$ 283 milhões.

Para obter mais informações sobre os riscos relacionados ao Plano Petros, consulte o Item 3. “Informações Principais – Fatores de Risco – Riscos Relacionados às Nossas Operações – Nosso compromisso de cumprir as obrigações do nosso plano de pensão (“Petros”) e dos benefícios de plano de saúde (“AMS”) poderá ser maior do que a projeção atual. Talvez precisemos fazer contribuições adicionais de recursos para o Petros”. Além

disso, consulte as Notas Explicativas 4.17, 5.4 e 22 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter mais informações sobre os benefícios concedidos a empregados.

Item 7.Principais Acionistas e Transações entre Partes Relacionadas

Principais Acionistas

Nosso capital social é composto por ações ordinárias e ações preferenciais, todas sem valor nominal. Em 31 de março de 2018, havia 1.411.257.618 ações ordinárias em circulação e 779.393.294 ações preferenciais em circulação representadas por ADRs. A proporção de ações ordinárias e preferenciais para ADRs é de duas ações para um ADR. À exceção do aumento do nosso capital social nos últimos três exercícios fiscais, em virtude da absorção de uma parte das nossas reservas de incentivos fiscais no capital social, não ocorreu nenhuma mudança, nos últimos três exercícios fiscais, no valor do nosso capital social emitido, no número de ações ordinárias e preferenciais ou nos direitos de voto das nossas ações ordinárias e preferenciais. O Apêndice 1.1 contém uma cópia do nosso estatuto social.

Em 31 de março de 2018, aproximadamente 13,91% das nossas ações preferenciais e aproximadamente 18,96% das nossas ações ordinárias foram registradas nos Estados Unidos, diretamente ou na forma de ADRs.

Segundo a Lei das Sociedades por Ações brasileira, incluindo alterações, o número de ações não votantes da nossa companhia não poderá exceder dois terços do número total de ações. O governo federal brasileiro é obrigado por lei a possuir pelo menos a maioria do nosso capital votante; e no momento, detém 50,26% das nossas ações ordinárias, que são nossas únicas ações votantes. O governo federal brasileiro não tem direitos de voto distintos, mas, enquanto possui a maioria do nosso capital votante, terá o direito de eleger a maioria dos nossos conselheiros, independentemente dos direitos que nossos acionistas minoritários possam ter de eleger conselheiros, estabelecidos em nosso estatuto social.

A tabela a seguir, à exceção da PREVI, contém informações a respeito da propriedade das nossas ações ordinárias e ações preferenciais, em 31 de março de 2018, pelo governo federal brasileiro, algumas entidades do setor público e nossos diretores e conselheiros como um grupo. Além disso, em 05 de março de 2018, a BlackRock, Inc. (“BlackRock”) nos informou que a BlackRock adquiriu ações preferenciais emitidas por nós e detém 246.874.144 ações preferenciais e 19.523.615 ADRs, que representam ações preferenciais. A BlackRock possui um total de 285.921.374 ações preferenciais, o que representa aproximadamente 5,1% das nossas ações preferenciais.

Acionista	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais		Total de Ações	
		%		%		%
Governo federal brasileiro	3.740.470.811	50,26	-	-	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	1.176.670.796	21,00	1.188.371.188	9,11
Caixa Econômica Federal	241.340.371	3,24	61.401.782	1,10	302.742.153	2,32
Todos os membros do Conselho de Administração (permanentes e suplentes), diretores executivos e membros do nosso Conselho Fiscal (permanentes e suplentes) (20 pessoas no total).....	5.148	0,00	45.014	0,00	50.162	0,00
Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI	13.758.215	0,18	327.488.675	5,85	341.246.890	2,62
Outros	2.700.976.506	36,29	3.874.839.563	69,17	6.575.816.069	50,41
Total	7.442.454.142	100,00	5.602.042.788	100,00	13.044.496.930	100,00

Transações Entre Partes Relacionadas

A fim de cumprir a Lei Nº 13.303/16 e as diretrizes do Programa Destaque em *Governança das Estatais*, o programa de autorregulação da B3, do qual a Petrobras faz parte, nosso Conselho de Administração aprovou uma

revisão da nossa política para transações entre partes relacionadas, que entrou em vigor em dezembro de 2017, buscando a transparência em nossos procedimentos e melhores práticas de governança corporativa. Essa política também deseja garantir um processo adequado e diligente de tomada de decisões pela administração da companhia, em situações onde há possíveis conflitos de interesses. A política é revista anualmente pelo nosso Conselho de Administração, também em virtude da Lei Nº 13.303/16.

Desde o início de 2017, qualquer transação entre partes relacionadas em que estejamos envolvidos – que cumpra os critérios estabelecidos em nossa política, a qual é compatível com o Anexo 30-XXXIII da ICVM Nº 480/09 – precisa ser analisada anteriormente pelo nosso comitê de auditoria, que deve informar suas conclusões ao nosso Conselho de Administração mensalmente.

Nossa política prevê um procedimento de governança rigoroso para transações que envolvam, direta ou indiretamente, nosso acionista controlador. Nesses casos, as transações que envolvem direta ou indiretamente nosso acionista controlador também serão analisadas pelo Comitê de Minoritários e precisam ser aprovadas por 2/3 dos membros presentes na reunião do Conselho de Administração.

Segundo o processo de monitoramento de transações entre partes relacionadas, nosso comitê de auditoria procura agir de maneira colaborativa e integrativa com o comitê de auditoria da Petrobras Distribuidora S.A., em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações.

Para obter informações adicionais a respeito das nossas principais transações entre partes relacionadas dependentes, consulte a Nota Explicativa 19 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Conselho de Administração

As transações diretas com membros do nosso Conselho de Administração ou nossos diretores executivos precisam seguir as condições de uma transação independente e a prática de mercado que orienta as transações com terceiros. Nenhum dos membros do nosso Conselho de Administração, nossos diretores executivos ou membros próximos das respectivas famílias já teve interesse direto em qualquer transação que realizamos que é ou foi incomum em natureza ou nas condições ou significativa para nossos negócios durante o ano e que permanece, de alguma forma, pendente ou não realizada. Além disso, não participamos de nenhuma transação com partes relacionadas que é ou foi incomum em natureza ou nas condições durante o exercício financeiro atual ou nos três exercícios financeiros imediatamente precedentes, nem foi proposta uma transação desse tipo, que é ou seria significativa para nossos negócios.

Não temos empréstimos ou garantias pendentes com os membros do nosso Conselho de Administração, nossos diretores executivos, nosso pessoal chave da administração ou membros próximos das respectivas famílias. Para ver uma descrição das ações mantidas pelos membros do nosso Conselho de Administração e membros próximos das suas famílias, consulte o Item 6. “Conselheiros, Alta Administração e Funcionários – Participação Acionária”.

Governo Federal Brasileiro

Realizamos, e esperamos continuar realizando, no curso normal dos negócios, diversas transações com nosso acionista controlador, o governo federal brasileiro, e com bancos e outras entidades sob seu controle, inclusive transações financeiras e bancárias, de administração de ativos e outras. As transações supracitadas totalizaram um ativo líquido de US\$ 477 milhões em 31 de dezembro de 2017. Consulte a Nota Explicativa 19.1 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter mais informações sobre tais transações.

Em 31 de dezembro de 2017, tínhamos um direito creditório (a Conta de Petróleo e Álcool) do governo federal brasileiro, nosso acionista controlador, no valor de US\$ 251 milhões. Para obter mais informações, consulte a Nota Explicativa 19.2 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Além disso, estamos autorizados a investir em valores mobiliários emitidos pelo governo federal brasileiro no Brasil e também no exterior, desde que as exigências legais e regulamentares sejam cumpridas e levando em consideração as práticas recomendadas do mercado e o conservadorismo que deve orientar nossas aplicações.

Em 31 de dezembro de 2017, o valor dos valores mobiliários emitidos pelo governo federal brasileiro que foram diretamente adquiridos e detidos por nós foi de US\$ 1.702 milhões.

Controladas da Eletrobras

Em 2017, reconhecemos, na demonstração de resultados, uma provisão para créditos de liquidação duvidosa, líquida de reversões, no valor de US\$ 250 milhões (em comparação com US\$ 307 milhões em 2016), para cobrir determinados direitos creditórios comerciais devidos às controladas da Eletrobras que atuam no setor de eletricidade isolado, na região norte do Brasil. Consulte a Nota Explicativa 8.4 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Item 8. Informações Financeiras

Demonstrações Consolidadas e Outras Informações Financeiras

Consulte o Item 18. “Demonstrações Contábeis” e “Índice das Demonstrações Contábeis”.

Processos Judiciais

No momento, estamos envolvidos em diversos processos judiciais relacionados a questões civis, administrativas, tributárias, trabalhistas, ambientais e corporativas decorrentes do curso normal dos negócios. Esses processos envolvem demandas de quantias substanciais de dinheiro e outros recursos. Várias disputas individuais representam uma parte significativa da quantia total de ações contra nós. Nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas incluem somente provisões para prejuízos e despesas prováveis e razoavelmente estimáveis que poderemos contrair em relação a processos pendentes. Nossos processos judiciais significativos são descritos na Nota Explicativa 30 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas inclusas neste relatório anual; essa descrição é incorporada a este Item por referência.

Em 29 de dezembro de 2017, foi aprovada a Lei 13.586 (Lei Nº 13.586/17), que nos autoriza a por fim a algumas demandas a respeito de imposto de renda retido na fonte na remessa para o exterior feita com fito de pagar afretamento para afretadores estrangeiros, efetuando os pagamentos em parcelas. As contingências relacionadas a esses processos representam algumas das nossas maiores exposições fiscais e, resolvendo essas demandas em 30 de janeiro de 2018, em conformidade com o plano, poderemos reduzir o valor total dos nossos passivos fiscais contingentes em US\$ 8.507 milhões. Para saber mais sobre o programa de regularização no âmbito da Lei Nº 13.586/17, consulte a Nota Explicativa 21.2.4 das nossas demonstrações contábeis auditadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

Ação Coletiva

Entre 8 de dezembro de 2014 e 7 de janeiro de 2015, cinco ações coletivas (class actions) foram propostas contra a companhia, Petrobras International Finance Company S.A. (“PifCo”), Petrobras Global Finance BV (“PGF,” e coletivamente com a Companhia e PifCo, a “Petrobras”), certos subscritores de ofertas públicas de títulos de dívida feitas pelos Réus da Petrobras (os “Subscritores”), entre outros réus (os “Réus”), 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, “SDNY” ou a “Corte Distrital”). Estas ações foram consolidadas em 17 de fevereiro de 2015 (“Ação Coletiva Consolidada” ou “Ação Coletiva”). A Corte designou um autor líder, Universities Superannuation Scheme Limited (“USS”), em 4 de março de 2015.

Em resumo, na Ação Coletiva Consolidada, foram apresentados pedidos com base no United States Securities Exchange Act de 1934 (o “Exchange Act”) e no United States Securities Act de 1933 (o “Securities Act”),

sob a alegação de que a companhia, através de fatos relevantes, comunicados e outras informações arquivadas na United States Securities and Exchange Commission (a “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 financeiras e as políticas anticorrupção, 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.

Adicionalmente à Ação Coletiva Consolidada, trinta e três ações foram propostas por investidores individuais perante a mesma Corte, e uma ação foi proposta na Corte Federal para o Distrito Leste da Pennsylvania, nos Estados Unidos (United States District Court for the Eastern District of Pennsylvania, coletivamente as “Ações Individuais”), com alegações similares àquelas apresentadas na Ação Coletiva Consolidada.

Entre agosto de 2015 e Dezembro de 2015, a companhia e determinados réus apresentaram Motion to Dismiss requerendo a extinção sumária de pedidos feitos na Ação Coletiva Consolidada e em determinadas Ações Individuais. Alguns pedidos foram extintos de forma definitiva, e outros foram extintos, mas com permissão para que fossem formulados novamente. Portanto, as ações continuaram contra a companhia e outros réus em relação a determinados pedidos. Após a fase de Motion to Dismiss, a petição inicial que passou a ser considerada para fins de julgamento, na Ação Coletiva Consolidada, foi a quarta petição consolidada, apresentada em 30 de novembro de 2015 pelos autores USS, Employees’ Retirement System of the State of Hawaii (“Hawaii”), North Carolina Department of State Treasurer (“North Carolina”, coletivamente “Autores Principais”), e um outro autor cujos pedidos foram posteriormente extintos.

O Juiz determinou que a audiência de julgamento da Ação Coletiva e das Ações Individuais começaria no dia 19 de setembro de 2016, tendo determinado, também, que quaisquer Ações Individuais apresentadas perante a Corte Distrital após 31 de dezembro de 2015 seriam suspensas para todos os efeitos até o encerramento do julgamento das ações consolidadas. Seis das Ações Individuais foram suspensas como resultado desta decisão.

Em 2 de fevereiro de 2016, o Juiz acolheu o pedido dos Autores Principais para certificação de classe, certificando uma classe de investidores cujos pleitos se baseiam no Securities Act representada por Hawaii e North Carolina (a “Classe do Securities Act”), e uma classe dos investidores cujos pleitos se baseiam no Exchange Act, representada por USS (a “Classe do Exchange Act”). A Classe do Securities Act foi definida, em grande parte, como todos os adquirentes de valores mobiliários emitidos por Petrobras, PifCo e/ou PGF, em transações nos Estados Unidos, diretamente em, nos termos de e/ou rastreáveis a ofertas públicas de 15 de maio de 2013 e 11 de março de 2014, e que sofreram prejuízos. A Classe do Exchange Act foi definida, em grande parte, como todos os adquirentes de valores mobiliários da Petrobras, da PifCo e/ou da PGF, entre 22 de janeiro de 2010 e 28 de julho de 2015, na Bolsa de Valores de Nova Iorque (New York Securities Exchange) ou por meio de outras transações ocorridas nos Estados Unidos, e que sofreram prejuízos.

Em 15 de junho de 2016, a Corte Federal de Apelações (United States Court of Appeals for the Second Circuit, a “Corte de Apelações”) admitiu recurso da Petrobras e (outros réus) contra a decisão da Corte Distrital que certificou as classes da Ação Coletiva. A Petrobras (e outros réus) requereram ao Juiz que suspendesse os processos perante a Corte Distrital. Em 24 de junho de 2016, o Juiz negou o pedido de suspensão, e, em 27 de junho de 2016, as partes apresentaram seus pedidos de julgamento sumário da causa. A Petrobras (e outros réus), então, solicitaram à Corte de Apelações a suspensão de todos os processos. Em 2 de agosto de 2016, a Corte de Apelações acolheu o pedido de suspensão de todos os processos perante a Corte Distrital, enquanto o recurso estivesse pendente de julgamento.

Entre 21 de outubro de 2016 e 13 de setembro de 2017, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou acordos para encerrar vinte e uma Ações Individuais (as “Ações Individuais Encerradas”), deixando treze Ações Individuais pendentes (seis das quais estavam suspensas desde o ajuizamento) (as “Ações Individuais Pendentes”). Os termos dos acordos das Ações Individuais Encerradas são sigilosos e a Petrobras nega todas as alegações de prática de atos contrários à legislação. Os acordos têm por objetivo eliminar incertezas, ônus e custos associados à continuidade dessas disputas.

Para refletir os acordos celebrados nas Ações Individuais Encerradas, assim como as negociações em estágio avançado com outros autores de ações individuais, a companhia reconheceu US\$ 448 milhões no resultado (US\$ 76 milhões em 2017 e R\$ 372 em 2016).

Em 7 de julho de 2017, a Corte de Apelações anulou, em parte, a decisão de certificação de classes da Ação Coletiva e determinou que a Corte Distrital reavaliasse o tema.

A Corte de Apelações acolheu parcialmente o recurso da Petrobras (e outros réus), ao rejeitar alguns aspectos da decisão da Corte Distrital e confirmar outros. Dentre outras questões, a Corte de Apelações entendeu que o Juiz deveria ter considerado a necessidade de prova de localização das transações nos Estados Unidos através de evidências comuns aos membros da classe e, caso negativo, se questões coletivas prevaleceriam sobre questões individuais. O efeito da decisão da Corte de Apelações é a anulação das classes certificadas pela Corte Distrital, enquanto pendente a reavaliação do tema em primeira instância.

Em 21 de julho de 2017, a Petrobras (e outros réus) interpuseram recurso para o órgão colegiado superior da Corte de Apelações, impugnando os aspectos da decisão da Corte de Apelações que confirmaram a decisão da Corte Distrital, o qual foi rejeitado em 24 de agosto de 2017.

Em 1º de novembro de 2017, a Petrobras (e outros réus) apresentaram recurso à Suprema Corte contra a decisão da Corte de Apelações referente à certificação de classe. Em 3 de novembro de 2017, a Corte de Apelações acatou o pedido de suspensão do processo apresentado pela Petrobras em 30 de agosto de 2017.

Ao final de dezembro de 2017, a companhia assinou um acordo para encerrar a Ação Coletiva Consolidada, ainda sujeito à aprovação judicial (o “Acordo da Ação Coletiva”).

O Acordo da Ação Coletiva tem por objetivo encerrar todas as demandas atualmente em curso e que poderiam ser propostas por adquirentes de valores mobiliários da Petrobras nos Estados Unidos ou por adquirentes de valores mobiliários da Petrobras listados para transações ou que foram liquidados por meio da Depository Trust Company nos Estados Unidos, inclusive as Ações Individuais Pendentes. Nos termos do Acordo da Ação Coletiva, para fins do acordo apenas, as partes concordaram com a certificação de uma nova classe definida como todos os indivíduos que (i) durante o período entre 22 de janeiro de 2010 e 28 de julho de 2015 (o “Período da Classe”) adquiriram valores mobiliários da Petrobras, incluindo valores emitidos por PifCo e/ou PGF, na Bolsa de Valores de Nova Iorque ou nos termos de outras Transações Cobertas; e/ou (ii) adquiriram valores mobiliários emitidos por Petrobras, PifCo e/ou PGF em Transações Cobertas, diretamente em, nos termos de e/ou rastreáveis à oferta pública de 13 de maio de 2013 registrada nos Estados Unidos e/ou à oferta pública de 10 de março de 2014 registrada nos Estados Unidos, antes que a Petrobras tornasse disponível aos detentores de seus valores mobiliários uma declaração financeira cobrindo um período de pelo menos doze meses a partir da data efetiva das ofertas (11 de agosto de 2014 para a oferta pública de 13 de maio de 2013, e 15 de maio de 2015 para a oferta pública de 10 de março de 2014).

Transações Cobertas foram definidas como (i) qualquer transação relacionada a valores mobiliários da Petrobras listados para transações na Bolsa de Valores de Nova Iorque; (ii) qualquer transação relacionada a valores mobiliários da Petrobras que foram liquidados por meio do sistema de registro da Depository Trust Company; ou (iii) qualquer transação relacionada a valores mobiliários da Petrobras que de outra forma se qualifique como “doméstica” nos termos da decisão da Suprema Corte em *Morrison v. National Australia Bank*, 561 U.S. 247 (2010). Aquisições de valores mobiliários da Petrobras na B3 estão excluídas da definição de Transações Cobertas.

Caso seja aprovado, o Acordo da Ação Coletiva elimina o risco de um julgamento desfavorável, que, conforme anteriormente reportado pela Petrobras, poderia causar um efeito material adverso à companhia e a sua situação financeira, bem como elimina incertezas, ônus e custos associados à continuidade dessa disputa.

No Acordo da Ação Coletiva, a Petrobras (juntamente com sua subsidiária PGF) concordou em pagar US\$ 2,95 bilhões, em duas parcelas de US\$ 983 milhões e uma última parcela de US\$ 984 milhões. A primeira

parcela do acordo foi paga em 1º de março de 2018. A segunda parcela será paga em até dez dias da aprovação final do Acordo da Ação Coletiva. A terceira parcela será paga (i) em até seis meses da aprovação final, ou (ii) em 15 de janeiro de 2019, o que acontecer por último. Desta forma, a companhia reconheceu no resultado do quarto trimestre de 2017, em outras despesas líquidas, o valor de US\$ 3,449 milhões, considerando impostos (gross up) da parcela referente à Petrobras.

Em 16 de janeiro de 2018, a Suprema Corte dos Estados Unidos acolheu um pedido consensual das partes para postergar a análise do recurso da Petrobras enquanto estiver pendente a aprovação final do Acordo da Ação Coletiva.

O Acordo da Ação Coletiva foi apresentado à Corte Distrital para aprovação preliminar. Em 23 de fevereiro de 2018, foi realizada audiência perante a Corte Distrital, tendo o juiz decidido favoravelmente à aprovação preliminar no dia 28 de fevereiro de 2018. Os potenciais membros da classe serão notificados e terão a oportunidade de aderir ou não ao acordo e apresentar eventuais objeções que serão apreciadas pela Corte Distrital.

Após a notificação e o período para objeções, a Corte Distrital conduzirá uma audiência, em 4 de junho de 2018, para decidir sobre a aprovação final do Acordo da Ação Coletiva. Caso a aprovação final não seja concedida pela Corte Distrital, ou se o acordo não se tornar final por outras razões, a companhia retornará à posição em que estava antes do Acordo da Ação Coletiva e, dependendo do resultado da disputa subsequente, a companhia pode ser obrigada a pagar quantias substanciais, que podem ter um efeito material adverso à sua condição financeira, seus resultados operacionais consolidados ou seu caixa consolidado para um período de declaração específico.

Algumas pessoas físicas estão buscando medidas no Brasil contra a Petrobras para anular e/ou suspender o Acordo da Ação Coletiva. Até o momento, nenhuma medida adversa foi tomada contra o referido acordo.

Se o Acordo da Ação Coletiva for aprovado de forma definitiva, os autores das Ações Individuais Pendentes serão elegíveis a participar do acordo. Estes autores também terão a opção de não aderir ao Acordo da Ação Coletiva e, se o fizerem, tais ações continuarão.

As Ações Individuais Pendentes envolvem questões bastante complexas, sujeitas a incertezas substanciais e que dependem de fatores como: ineditismo de teses jurídicas, 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, e análises de peritos. Ressalvado o disposto acima, a companhia não é capaz de determinar neste momento se os autores das Ações Individuais Pendentes vão decidir participar do Acordo da Ação Coletiva ou de fazer uma estimativa confiável de eventuais perdas, se houver, com as Ações Individuais Pendentes se os autores decidirem não aderir ao Acordo da Ação Coletiva.

A companhia pretende se defender firmemente nessas ações.

Ação coletiva nos Países Baixos

Em 23 de janeiro de 2017, Stichting Petrobras Compensation Foundation ("Fundação") ajuizou uma ação coletiva na Holanda, na Corte Distrital de Rotterdam, contra a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, e suas subsidiárias, Petrobras International Braspetro B.V. (PIB BV) e, Petrobras Global Finance B.V. (PGF), e empreendimento controlado em conjunto Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&G) e alguns ex-gestores da Petrobras.

A Fundação alega que representa um grupo não identificado de investidores e requer declaração judicial de que os réus teriam atuado ilegalmente em relação a investidores que adquiriram ações ou valores mobiliários emitidos por Petrobras e PGF fora dos EUA antes de 28 de julho de 2015, em conexão com os alegados atos ilegais, afirmando que a suposta perda financeira desses investidores se relacionaria com fatos revelados pela Operação Lava-Jato e por supostas informações financeiras falsas divulgadas pela companhia.

Petrobras, PGF, PIB BV e PO&G apresentaram petição ao juízo no dia 3 de maio de 2017, comparecendo ao processo e indicando os seus advogados.

Em 23 de agosto de 2017, foi realizada audiência, na Corte Distrital de Rotterdam, para estabelecer o cronograma do processo. Foram definidas, então, as datas das próximas etapas da ação coletiva: (i) apresentação pelas rés de defesas preliminares (novembro de 2017), (ii) a resposta escrita da Fundação (março de 2018) e (iii) realização de audiência acerca dessas manifestações das partes (28 de junho de 2018). O tribunal apresentará sua decisão sobre os temas acima em setembro de 2018. A Petrobras (e outros réus) apresentaram defesas preliminares em 29 de novembro de 2017.

A demanda diz respeito a questões complexas e o resultado está sujeito a incertezas substanciais, que dependem de fatores como: a legitimidade da Fundação para representar os investidores, as leis aplicáveis ao caso, a produção de provas na posse de terceiros, análises periciais, cronograma a ser definido pela Corte e decisões judiciais sobre questões-chave do processo. Não é possível prever no momento se a empresa será responsável pelo pagamento efetivo de indenizações, eis que essa análise dependerá do resultado desses procedimentos, bem como se e quais investidores poderiam apresentar pedidos indenizatórios.

Além disso, as alegações feitas são amplas, abrangem vários anos e envolvem uma diversidade de atividades. Todos estes elementos fazem com que o possível impacto dos pedidos da Fundação seja altamente incerto na atual fase do processo. Independentemente disso, a Petrobras acredita ter sido vítima do sistema de corrupção revelado pela Operação Lava-Jato, bem como busca demonstrar e provar essa condição também perante as autoridades holandesas.

Tendo em vista as incertezas presentes no momento, não é possível realizar qualquer avaliação segura a respeito de eventuais riscos relacionados a este litígio. A Fundação não tem direito a reclamar quaisquer perdas e danos e, caso estes sejam reconhecidos, deverão ser fixados em processos específicos posteriores a serem ajuizados pelos próprios investidores ou em nome dos mesmos, a menos que um acordo seja celebrado incluindo esses investidores.

A Petrobras e suas subsidiárias negam as alegações apresentadas pela Fundação e irão se defender firmemente na ação em referência.

Outras Demandas Relacionadas a Investidores

Atualmente, também estamos envolvidos em processos arbitrais e judiciais no Brasil, todos os quais estão em suas fases iniciais. Em cada caso, os processos foram intentados por investidores que compraram ações da Petrobras negociadas na Bolsa de Valores brasileira (B3), alegando danos causados por fatos descobertos na Operação Lava Jato.

Outros Processos Judiciais

Atualmente, estamos envolvidos em arbitragens no Brasil e em uma ação judicial no Tribunal Distrital do Distrito de Colúmbia, em Washington D.C., contra investidores da Sete Brasil. Nesses processos, os investidores alegam que a Petrobras os induziu a transferir recursos para a Sete Brasil e que estamos entre as partes responsáveis pela situação financeira da Sete Brasil, a qual se encontra em recuperação judicial no Brasil. No Brasil, as arbitragens são confidenciais. Como divulgado anteriormente em um comunicado ao mercado, datado de 15 de dezembro de 2017, uma sentença arbitral, favorável à companhia, rejeitou um pedido feito por um investidor da Sete Brasil, em uma das arbitragens propostas contra a Petrobras, visando obter ressarcimento em relação ao investimento feito na Sete Brasil. O valor atualizado dessa arbitragem é de aproximadamente US\$ 96 milhões (R\$ 318 milhões). Na ação do Distrito de Colúmbia, o juiz do distrito deferiu parcialmente uma defesa preliminar (*motion to dismiss*), em 30 de março de 2017, permitindo que a ação prosseguisse quanto a certas demandas. A Petrobras recorreu da referida decisão e a audiência para argumentação oral ocorreu em 19 de janeiro de 2018.

Além disso, conforme divulgado em 21 de setembro de 2017, iniciamos um processo de mediação extrajudicial com a Sete Brasil. De acordo com a Lei 13.140/2015, a mediação é atividade realizada por um terceiro imparcial, sem poder decisório, que auxilia e incentiva as partes a identificar ou desenvolver soluções consensuais para uma determinada controvérsia. Segundo os artigos 30º e 31º da referida Lei, toda e qualquer informação relacionada ao procedimento de mediação é confidencial em relação a terceiros. Independentemente do resultado das negociações, qualquer acordo alcançado na mediação estará sujeito às nossas normas de governança corporativa e conformidade, assim como à aprovação dos nossos órgãos.

Em 1º de março de 2018, nosso Conselho de Administração aprovou os principais termos para um possível acordo, no âmbito do procedimento de mediação extrajudicial em curso com a Sete Brasil. Os principais termos são os seguintes: (i) manutenção dos contratos de afretamento e de operação referentes a 4 sondas, com a rescisão (encerramento) dos contratos celebrados em relação às demais 24 sondas; (ii) os contratos terão vigência por 10 anos, com taxa diária de US\$ 299 mil, incluindo-se neste valor o afretamento e operação das unidades; (iii) a saída da Petrobras e de suas controladas do quadro societário das empresas do Grupo Sete Brasil e do FIP Sondas, de forma que não detenha mais qualquer participação societária nessa empresa, bem como o consequente distrato de todos os demais contratos não compatíveis com os termos do acordo. A celebração do acordo entre nós e a Sete Brasil está condicionada à apresentação, pela Sete Brasil, de operador de sondas de classe internacional e com experiência em águas profundas, em conformidade com nossos critérios de aprovação. Esse acordo também está condicionado ao sucesso na negociação e aprovação, pelos órgãos competentes de ambas as companhias, dos termos e condições finais dos documentos necessários à implementação do acordo.

Entramos com quatro arbitragens na ICC contra a decisão da ANP de unificar campos de petróleo não conectados da Petrobras (ou seja, Lula e Cernambi; Baúna e Piracaba; Tartaruga Verde e Tartaruga Mestiça; e Parque das Baleias). Todavia, a ANP conseguiu suspender duas dessas arbitragens por meio de liminares judiciais. Em relação à Arbitragem do Parque das Baleias, o Superior Tribunal de Justiça brasileiro decidiu, em outubro de 2017, que o Tribunal Arbitral é a autoridade competente para avaliar sua própria jurisdição e avaliar os méritos do conflito, permitindo o prosseguimento dessa arbitragem. Em relação à arbitragem de Tartaruga Mestiça e Tartaruga Verde, o tribunal federal do Rio de Janeiro também decidiu a favor da competência do Tribunal Arbitral de determinar sua jurisdição para julgar o caso. Assim, a arbitragem de Tartaruga Verde e Tartaruga Mestiça também foi reiniciada.

Além disso, o consórcio BM-S-11, em que temos (como operador) uma participação de 65%, em parceria com a BG E&P Brasil (25%), uma controlada da Royal Dutch Shell plc, e a Petrogal Brasil (10%), recebeu uma notificação da ANP, em 30 de março de 2017, cobrando dele o valor de US\$ 798 milhões (R\$ 2,6 bilhões) a respeito do Campo de Lula, na camada de pré-sal da Bacia de Santos. A avaliação é resultante do recálculo, feito pela ANP, dos preços do petróleo e da parte relacionada à parcela do governo federal brasileiro de maio de 2013 a dezembro de 2016. O consórcio entende que cumpriu as regras aplicáveis, em vigor desde 2000, e contestará a avaliação da ANP. Em março de 2018, a ANP decidiu cancelar o recálculo e reconhecer a nulidade do processo administrativo.

Investigações Realizadas pelas Autoridades

Também recebemos uma intimação da SEC referente às alegações acerca da Operação Lava Jato e estamos cooperando totalmente com ela, assim como com o DoJ, nas investigações sobre esse assunto. Consulte o Item 3. “Informações Principais – Fatores de Risco – As investigações em andamento da SEC e do DoJ a respeito da possibilidade de descumprimento da Lei de Combate a Práticas de Corrupção no Exterior dos Estados Unidos poderiam nos afetar de maneira adversa. Violações desta ou de outras leis poderão nos obrigar a pagar multas e expor a nós e nossos funcionários a sanções penais e ações civis”. Além disso, o Ministério Público do Estado de São Paulo iniciou um processo civil administrativo a fim de investigar a existência de possíveis danos causados por nós àqueles que investem em nossas ações listadas na bolsa de valores brasileira em decorrência do impacto causado pelas descobertas feitas na Operação Lava Jato.

Operação Lava Jato

Em 2009, a polícia federal brasileira iniciou uma investigação voltada a organizações criminosas envolvidas em lavagem de dinheiro em vários estados brasileiros. A Operação Lava Jato é extremamente ampla e inclui diversas investigações sobre várias práticas criminosas, abrangendo crimes e condutas de indivíduos em diferentes partes do país e diferentes setores da economia brasileira. Desde 2014, o Ministério Público Federal concentrou parte da sua investigação nas irregularidades que envolvem os empreiteiros e fornecedores da Petrobras, descobrindo um amplo esquema de pagamento que envolvia uma grande variedade de participantes, inclusive ex-funcionários da Petrobras. Em 07 de março de 2018, nosso ex-CEO Aldemir Bendine foi considerado culpado por receber subornos da Odebrecht por meio de um intermediário enquanto era CEO da Petrobras, em relação a uma transação que não envolvia a Petrobras. O processo criminal está em andamento e recursos foram apresentados. É possível que mais informações prejudiciais para nós e nossos interesses venham à luz no decorrer das investigações de corrupção em andamento por parte das autoridades brasileiras.

Fomos reconhecidos, pelas autoridades brasileiras, como vítima dos atos descobertos pela Operação Lava Jato; continuaremos adotando medidas legais contra pessoas jurídicas e físicas, inclusive ex-funcionários e políticos, que causaram danos financeiros e à nossa imagem. Estamos cooperando com o Ministério Público Federal, a polícia federal brasileira, a Receita Federal e outras autoridades competentes desde o início da investigação. Em 07 de dezembro de 2017, a Petrobras recebeu US\$ 201 milhões por meio de acordos de cooperação concluídos com pessoas físicas e jurídicas no âmbito da Operação Lava Jato. Incluindo esse valor, o valor total de restituição pago a nós desde o início da Operação Lava Jato chegou a US\$ 455 milhões. Para obter mais informações acerca da Operação Lava Jato e dos impactos causados a nós, consulte a Nota Explicativa 3 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Processos Judiciais e Procedimento Preliminar no TCU – Desinvestimentos

Existem alguns processos judiciais (principalmente ações civis) que alegam uma suposta falta de publicidade e competitividade em nossos processos para a venda de ativos e de participação acionária em companhias controladas. Dez desses processos foram suspensos por causa de liminares concedidas por juízes e estão relacionados a: (i) a cessão de direitos de concessão em Baúna e Tartaruga Verde; (ii) a venda da participação acionária da BR Distribuidora e de outras subsidiárias, tais como (ii.a) PetroquímicaSuape e CITEPE, (ii. b) Nova Transportadora do Sudeste – NTS; (iii) a cessão de direitos de um conjunto de campos de petróleo onshore e offshore localizados nos estados do Sergipe, Ceará, Rio Grande do Norte, Bahia e Espírito Santo; (iv) a venda da UFN III; (v) a cessão de direitos do Campo de Carcará; e (vi) alianças estratégicas relacionadas à Termobahia, ao Campo de Lapa e à área de Iara. Em dezembro de 2017, todas essas liminares foram revertidas ou suspensas. Existem outras ações civis em que demandantes pedem liminares que ainda estão pendentes, à exceção da ação referente ao desinvestimento relacionado aos campos de petróleo offshore em águas rasas localizados no estado do Rio Grande do Norte, em que, em fevereiro de 2018, um juiz federal concedeu uma liminar para suspendê-lo. A liminar foi suspensa pelo presidente do Tribunal Federal no início de março de em 2018.

Em decorrência de um procedimento de auditoria instituído pelo TCU em relação aos processos para a venda de ativos e participação acionária em companhias controladas, em 15 de março de 2017, o TCU determinou que deveríamos seguir a metodologia revisada do processo de desinvestimento, aprovada pela nossa Diretoria. A decisão do TCU também determinou que deveríamos reiniciar nosso programa de desinvestimentos segundo os procedimentos modificados estabelecidos pela metodologia revisada do processo de desinvestimento, cuja revisão foi feita após a inspeção do TCU. Fomos autorizados a continuar com os projetos de desinvestimento relacionados à cessão/venda da nossa participação (i) em Baúna e Tartaruga Verde e (ii) no campo de petróleo Campo de Saint Malo, no Golfo do México. A metodologia do processo de desinvestimento atual oferece principalmente um processo mais detalhado e específico, tendo passado a ser aplicável a todos os nossos projetos de desinvestimento, exceto em casos de parceria estratégica. Decidimos não prosseguir com: (i) a venda de Baúna e Tartaruga Verde, em função das liminares do judiciário federal brasileiro no estado de Sergipe, que foram revogadas em 18 de dezembro de 2017, assim como em razão da inviabilidade da proposta; e (ii) a celebração dos contratos de venda da nossa participação no campo de petróleo de Saint Malo, uma vez que os resultados esperados da venda foram frustrados.

No final de março de 2017, a fim de cumprir a decisão do TCU e adotar a metodologia de desinvestimento revisada, encerramos todos os nossos projetos de desinvestimento em curso. Todos os projetos inclusos na nossa carteira de desinvestimento seguem a metodologia atual, determinada pelo TCU.

Comissões Internas

Periodicamente, estabelecemos comissões internas de apuração a fim de avaliar nossa conformidade com as leis e regulações aplicáveis. O escopo de cada comissão interna é estabelecido pela nossa administração. Após o término da avaliação de cada comissão interna, as conclusões significativas são utilizadas para melhorar nossos esforços de conformidade.

Em 2017, estabelecemos uma série de novas comissões internas para avaliar transações antigas, inclusive de acordo com as preocupações mencionadas em artigos publicados na imprensa, incluindo:

- Uma comissão, formada em 12 de janeiro de 2017, para investigar possíveis irregularidades em contratos celebrados com a Lumina Resíduos Industriais S.A. e a Estre Ambiental S.A.;
- Uma comissão, formada em 13 de março de 2017, para investigar possíveis irregularidades em contratos celebrados com a AUTO VIAÇÃO 1001 LTDA;
- Uma comissão, formada em 27 de março de 2017, para investigar os processos de contratação para as instalações administrativas da Petrobras no Rio de Janeiro, conhecidas como EDISEN (Edifício Senado) e EDICIN (Edifício Cidade Nova);
- Uma comissão, formada em 12 de abril de 2017, para investigar possíveis irregularidades em contratos com o consórcio EBE-ALUSA, o consórcio ALUSA-CBM e a Strabag Energy;
- Uma comissão, formada em 17 de abril de 2017, para investigar possíveis irregularidades em contratos com a companhia GLOBAL INDUSTRIES OFFSHORE LLC;
- Uma comissão, formada em 17 de maio de 2017, para investigar possíveis irregularidades no acordo celebrado com o estado do Rio de Janeiro, representado pela Secretaria de Estado do Ambiente (SEA), com a participação do Instituto Estadual do Ambiente (INEA) e da Fundação BioRio (FBR) no COMPERJ;
- Uma comissão, formada em 27 de junho de 2017, para investigar possíveis irregularidades em contratos com a Akyzo e a Liderroll;
- Uma comissão, formada em 23 de agosto de 2017, para investigar possíveis irregularidades em contratos para comercialização de combustível e fretamento de navios com a Trafigura e a Glencore;
- Uma comissão, formada em 06 de setembro de 2017, para investigar possíveis irregularidades em contratos de fretamento de manutenção e unidades seguras celebrados com a Equinox e a Sevan Marine;
- Uma comissão, formada em 30 de outubro de 2017, para investigar possíveis irregularidades em contratos celebrados com as companhias SALMOIRAGHI, ZIMMER e SOJITZ CORPORATION, na Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco (CITEPE);
- Uma comissão, formada em 10 de novembro de 2017, para investigar a suspeita de funcionários com conflitos de separação de funções na Araucária Nitrogenados, decorrente de uma denúncia;
- Uma comissão, formada em 06 de dezembro de 2017, para investigar possíveis irregularidades no acordo de investimentos com a Odebrecht e a Braskem visando à consolidação de investimentos da Petrobras no segmento petroquímico;

- Uma comissão, formada em 21 de dezembro de 2017, para investigar possíveis irregularidades no contrato celebrado com a Bueno Engenharia e Construção em relação ao COMPERJ.

Após analisar a documentação produzida internamente, o trabalho de cada uma dessas comissões será ou foi finalizado. Se, em alguns casos, as conclusões indicarem que alguns dos nossos funcionários antigos ou atuais não cumpriram determinadas políticas internas, essas conclusões serão ou foram encaminhadas às autoridades brasileiras aplicáveis, conforme o caso (inclusive para o Ministério Público Federal, a Polícia Federal, a CVM e o MT-CGU), para avaliação. As autoridades brasileiras poderão adotar medidas legais contra as pessoas envolvidas e nós poderemos executar determinadas ações em conformidade com as leis trabalhistas aplicáveis e nossas políticas de emprego aplicáveis, entre outras.

Independentemente das conclusões das nossas comissões internas, e com o intuito de atenuar os possíveis riscos de falta de conformidade adicional com nossas políticas internas, continuamos desenvolvendo e implementando uma série de medidas destinadas a melhorar a governança corporativa, nossa administração de processos, administração de riscos e controles, inclusive em relação à fraude e à corrupção.

Distribuição de Dividendos

Em 2016, a política de distribuição de dividendos foi aprovada pelo nosso Conselho de Administração, em conformidade com a Lei Nº 13.303/16. Seu objetivo era estabelecer as regras e procedimentos relacionados ao assunto, de uma maneira que fosse transparente e estivesse de acordo com as normas legais estabelecidas por lei e outros regimentos internos.

Nos últimos três anos, nenhum valor foi pago aos nossos acionistas na forma de dividendos e juros sobre capital próprio. Nosso Conselho de Administração propôs que não houvesse distribuição de dividendos em 2018 e 2017 para os lucros acumulados nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016, pois divulgamos prejuízos referentes a esses anos fiscais. Consulte a Nota Explicativa 23.5 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

No momento, estamos realizando estudos para analisar possíveis mudanças em nosso estatuto social em relação às nossas provisões para a distribuição de dividendos.

Para obter informações sobre as exigências de distribuição de dividendos no âmbito da Lei das Sociedades por Ações brasileira e do nosso estatuto social, consulte o Item 10. “Informações Adicionais – Memorando e Contrato Social – Pagamento de Dividendos e Juros sobre Capital Próprio” e o Item 10. “– Distribuição Obrigatória”.

Item 9.A Oferta e a Listagem

Mercados de Negociação

Nossas ações e ADSs estão listados ou cotados nos seguintes mercados:

Ações Ordinárias	Bolsa de Valores de São Paulo (B3) – São Paulo (<i>ticker</i> PETR3); Mercado de Valores Latinoamericanos en Euros (Latibex) – Madri, Espanha (<i>ticker</i> XPBR); Bolsa de Comercio de Buenos Aires (BCBA) – Buenos Aires, Argentina (<i>ticker</i> APBR)
Ações Preferenciais	Bolsa de Valores de São Paulo (B3) – São Paulo (<i>ticker</i> PETR4); Mercado de Valores Latinoamericanos en Euros (Latibex) – Madri, Espanha (<i>ticker</i> XPBRA); Bolsa de Comercio de Buenos Aires (BCBA) – Buenos Aires, Argentina (<i>ticker</i> APBRA)
ADSs Ordinárias.....	Bolsa de Valores de Nova York (NYSE) – Nova York (<i>ticker</i> PBR)
ADSs Preferenciais.....	Bolsa de Valores de Nova York (NYSE) – Nova York (<i>ticker</i> PBRA)

Nossas ações ordinárias e preferenciais são negociadas na B3 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 das nossas ADSs ordinárias e preferenciais.

Nossas ações ordinárias e preferenciais são negociadas na LATIBEX desde 2002. A LATIBEX é um mercado eletrônico criado em 1999 pela Bolsa de Valores de Madri a fim de permitir a negociação de valores mobiliários latino-americanos denominados em euro..

Nossas ações ordinárias e preferenciais são negociadas na Bolsa de Comercio de Buenos Aires (Bolsa de Valores de Buenos Aires) desde 2006.

Histórico de Preços das Ações

A tabela a seguir contém informações sobre nossas ações ordinárias e ações preferenciais, divulgadas pela B3, e sobre nossas ADSs ordinárias e preferenciais, divulgadas pela Bolsa de Valores de Nova York, para os períodos indicados. A proporção de ações ordinárias e preferenciais para ADRs é de duas ações para um ADR.

	Reais por Ação Ordinária		Reais por Ação Preferencial		Dólares dos Estados Unidos por ADS Ordinária		Dólares dos Estados Unidos por ADS Preferencial	
	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa
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
2015	15,66	7,67	14,38	6,44	10,19	3,72	9,38	3,13
2016								
Primeiro Trimestre	10,70	5,91	8,49	4,20	5,86	2,90	4,63	1,99
Segundo Trimestre	13,57	9,60	10,25	7,58	7,71	5,30	5,90	4,12
Terceiro Trimestre.....	16,39	11,34	14,22	9,29	10,18	6,88	8,82	5,57
Quarto Trimestre.....	19,38	15,59	18,20	13,97	12,41	9,57	11,59	8,22
2017								
Primeiro Trimestre	18,35	13,70	16,09	13,00	11,54	8,81	10,34	8,36
Janeiro.....	18,35	16,14	16,04	14,66	11,54	10,26	10,14	9,49
Fevereiro.....	17,16	15,77	16,09	14,70	11,04	10,08	10,34	9,35
Março.....	16,43	13,70	15,52	13,00	10,58	8,81	9,98	8,36
Segundo Trimestre	16,19	12,78	15,70	11,64	10,45	7,70	10,14	6,96
Terceiro Trimestre.....	16,38	12,68	15,87	11,93	10,42	7,74	10,15	7,27
Julho.....	13,84	12,68	13,29	11,93	8,81	7,74	8,50	7,27
Agosto.....	14,48	13,51	13,88	12,95	9,17	8,47	8,77	8,14
Setembro.....	16,38	14,60	15,87	14,02	10,42	9,29	10,15	8,93
Quarto Trimestre.....	18,10	15,56	17,43	14,95	11,17	9,43	10,72	9,00
Outubro.....	17,40	15,90	17,03	15,40	10,73	10,07	10,50	9,74
Novembro.....	18,10	15,91	17,43	15,33	11,17	9,68	10,72	9,20
Dezembro.....	16,91	15,56	16,10	14,95	10,29	9,43	9,83	9,00
2018								
Primeiro Trimestre	24,00	17,33	22,39	16,55	14,71	10,70	13,74	10,22
Janeiro.....	21,71	17,33	19,93	16,55	13,83	10,70	12,66	10,22
Fevereiro.....	23,18	20,09	21,52	18,77	14,39	12,21	13,39	11,41
Março.....	24,00	22,59	22,39	20,93	14,71	13,73	13,74	12,70

Após uma forte recuperação em 2016, nossa capitalização de mercado apresentou um aumento menor em 2017. Por outro lado, o primeiro trimestre de 2018 não apenas testemunhou outro aumento considerável nos preços dos nossos valores mobiliários, mas também marcou a primeira vez, desde janeiro de 2012, em que nosso valor de mercado ultrapassou nosso valor contábil.

B3

Em 31 de dezembro de 2017, nossas ações ordinárias e preferenciais representavam aproximadamente 6,8% da capitalização de mercado total da B3; e a Petrobras era a segunda companhia mais ativamente negociada na B3. Em 31 de dezembro de 2017, a capitalização de mercado agregada das 344 companhias listadas na B3 era de aproximadamente US\$ 956 bilhões e as dez maiores companhias representavam cerca de 53% da capitalização de mercado total de todas as companhias listadas. Todas as ações em circulação de uma companhia cotada em bolsa poderão ser negociadas na B3, mas, na maioria dos casos, somente uma parte das ações listadas está realmente disponível para negociação pelo público. O restante é detido por pequenos grupos de pessoas controladoras, por entidades governamentais ou por um acionista principal.

A negociação diretamente na B3 por um titular que não é considerado residente do Brasil para fins tributários e regulamentares brasileiros (um titular não brasileiro) está sujeita a determinadas limitações no âmbito da legislação brasileira do investimento estrangeiro. Titulares não brasileiros somente poderão negociar na B3 se estiverem em conformidade com as exigências da Resolução CMN Nº 4.373 e ICVM Nº 560/2015. A Resolução CMN Nº 4.373 exige que valores mobiliários detidos por titulares não brasileiros sejam mantidos sob a custódia ou em contas de depósito de instituições financeiras devidamente autorizadas pela CVM.

Além disso, a Regra CVM 560/2015 estabelece situações limitadas em que titulares não brasileiros estão autorizados a negociar valores mobiliários fora das bolsas de valores brasileiras ou mercados de balcão qualificados, como em transações que envolvem subscrição, resgate, reembolso de ações e conversão de debêntures em ações.

De acordo com as normas brasileiras, a transferência da titularidade de aplicações de um titular não brasileiro para outra parte, por meio de uma transação privada, é permitida somente em situações limitadas, tais como transferências resultantes de transações que envolvem fusão, divisão, incorporação, reorganizações societárias, permutas de ações ou transferência resultante de legado ou herança. Essas transferências também são permitidas em situações em que (i) o proprietário beneficiário final da aplicação transferida permanece inalterado e (ii) o valor total dos valores mobiliários ou ativos financeiros detidos, direta ou indiretamente, por todos os investidores que participam da transação permanece inalterado. A CVM poderá autorizar negociações ou transferências em outras situações mediante pedido do investidor interessado. Para saber mais, consulte o Item 10. “Informações Adicionais – Controles Cambiais”.

Iniciativas de Governança Corporativa da B3

As mudanças em nossa Governança Corporativa e em nossos processos de tomada de decisões nos transformaram em uma companhia mais sólida e confiável, o que permitiu que ingressássemos no Programa Destaque em Governança de Estatais da B3 e que solicitássemos autorização para negociar nossos valores mobiliários no Nível 2 de Governança Corporativa da B3 (“Nível 2”).

Para nos qualificarmos ao segmento de listagem no Nível 2, foram necessárias alterações em nosso estatuto social, tais como: (a) expandir as atividades dos comitês que aconselham o Conselho de Administração, tais como o Comitê de Auditoria e o Comitê de Minoritários; (b) incluir uma previsão de 100% de *tag along* para ações preferenciais, nas mesmas condições concedidas às ações ordinárias; (c) estabelecer uma oferta pública obrigatória de ações em caso de retirada do Nível 2 ou descumprimento de suas regras; (d) providenciar a divulgação de um calendário anual de eventos societários; e (e) determinar um procedimento de arbitragem para assuntos específicos decorrentes do regulamento de Nível 2 da B3, exceto em casos que envolvam interesse público e direitos indisponíveis.

Além disso, nosso estatuto social informa claramente que nossas atividades poderão ser orientadas pelo governo federal brasileiro a fim de contribuir para o interesse público que justificou nossa criação. Entretanto, se as orientações do governo federal brasileiro nos levarem a assumir obrigações e responsabilidades em condições diferentes das de qualquer outra companhia do setor privado que atue no mesmo mercado, tais obrigações e responsabilidades deverão ser definidas por lei ou regulamento, e ter seus custos e receitas discriminados e

divulgados. Ademais, o governo federal brasileiro deverá nos compensar, a cada exercício fiscal, pela diferença entre as condições de mercado e o resultado operacional ou retorno econômico decorrente de tais obrigações.

Apresentamos um requerimento formal para o “Nível 2” à B3 e, caso este requerimento seja aprovado, celebraremos um acordo de participação juntamente com a B3 e o governo federal brasileiro, como acionista controlador.

Item 10. Informações adicionais

Memorando e Estatuto Social

Geral

Somos uma companhia de capital aberto devidamente registrada com a CVM, sob o número de identificação 9512. O Artigo 3º do nosso estatuto social estabelece nossas finalidades corporativas como pesquisa, prospecção, extração, beneficiamento, comercialização e transporte de petróleo bruto de poços, xisto e outras rochas, de derivados de petróleo bruto, de gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, assim como outras atividades relacionadas ou semelhantes, tais como atividades relacionadas à energia, incluindo pesquisa, desenvolvimento, produção, transporte, distribuição, venda e negociação de todas as formas de energia, assim como outras finalidades relacionadas ou semelhantes.

Além disso, a Lei Nº 13.303/16 exige que nosso estatuto social defina o interesse público que buscamos e quais atividades estamos autorizados a realizar para o atendimento de tal interesse público. A fim de cumprir a Lei Nº 13.303/16, alteramos nosso estatuto social em dezembro de 2017 para incluir a definição de interesse público e declarar que a União Federal poderá orientar nossas atividades com o objetivo de contribuir com o interesse público em determinadas circunstâncias, o que nos diferencia de outras companhias privadas que atuam no mercado de petróleo e gás. Mais especificamente, a União Federal poderá nos orientar a assumir obrigações ou responsabilidades, inclusive realizar projetos de investimento e contrair determinados custos operacionais, quando duas condições forem cumpridas. Em primeiro lugar, a aceitação de obrigações ou normas precisa ser definida por lei ou regulamento e prevista em contrato, convênio ou celebrado com qualquer entidade pública que tenha poderes para negociar tal contrato ou acordo. Em segundo lugar, os projetos de investimento precisam ter o custo e as receitas discriminados e divulgados de forma transparente.

Nosso Comitê Financeiro e nosso Comitê de Minoritários, na função consultiva perante o Conselho de Administração, são responsáveis por avaliar se as obrigações e responsabilidades assumidas por nós, em relação à prossecução do interesse público, são distintas das obrigações e responsabilidades de qualquer outra companhia privada que atua no mercado de petróleo e gás. A avaliação dos nossos Comitês baseia-se em determinados aspectos técnicos e econômicos dos projetos de investimento planejados e na análise de alguns custos operacionais assumidos anteriormente pela nossa Administração. Conforme os critérios adotados pelos nossos Comitês e a avaliação deles, poderemos solicitar uma compensação à União Federal pela diferença entre o valor que estaria envolvido nas condições de mercado e o resultado operacional ou retorno econômico derivado das obrigações assumidas por nós em cada exercício fiscal.

Qualificação dos Conselheiros e Diretores

Os membros da nossa Diretoria devem ser cidadãos brasileiros residentes no Brasil. Segundo nosso estatuto social, os acionistas estabelecem a remuneração global, ou individual, a ser paga aos conselheiros, diretores, membros do nosso Conselho Fiscal e dos comitês consultivos junto à Diretoria. Caso os acionistas não fixem a remuneração de forma individual, nosso Conselho de Administração poderá fazer isso.

Ademais, a Lei Nº 12.353/2010 exige que empresas públicas e sociedades de economia mista com 200 empregados ou mais, assim como suas subsidiárias, em que o governo federal brasileiro detenha a maioria das

ações com direitos de voto, seja direta ou indiretamente, incluam, como membro do Conselho de Administração, um representante eleito pelos funcionários da companhia mediante um procedimento de votação separado.

A Lei Nº 13.303/16 e o Decreto Nº 8.945/2016 definem novas exigências e limitações para a eleição dos nossos diretores, membros da Administração e do nosso Conselho de Administração, inclusive a proibição da eleição de qualquer pessoa que tenha agido, nos trinta e seis meses anteriores, como participante no processo de tomada de decisões de um partido político ou em qualquer atividade ligada à organização, estruturação e realização de uma campanha eleitoral.

Além disso, segundo a Lei Nº. 13.303/16 e o Decreto Nº 8.945/2016, o Conselho de Administração precisa ser formado por pelo menos 30% (trinta por cento) de membros independentes, o que não poderá, em hipótese alguma, ser inferior a um, caso haja uma decisão a favor do exercício do direito de voto múltiplo por parte dos acionistas minoritários, conforme a Lei das Sociedades por Ações brasileira.

Todavia, as regras do Programa Destaque em Governança de Estatais, da B3, exigem um mínimo de 30% (trinta por cento) de membros independentes na composição do Conselho de Administração.

Por conseguinte, de acordo com nosso estatuto social, nosso Conselho de Administração precisa ser formado por um mínimo de 30% de membros independentes, conforme o artigo 22, parágrafo 1º, da Lei Nº 13.303/16 e o artigo 36, parágrafo 1º, do Decreto Nº 8.945, de 27 de dezembro de 2016, assim como as regras do Programa Destaque em Governança de Estatais da B3 e a Norma do Nível 2 da B3, com os critérios mais rigorosos prevalecendo em caso de divergência entre as regras. Consulte o Item 9. “A Oferta e a Listagem – B3 – Iniciativas de Governança Corporativa da B3” para saber mais sobre o segmento de listagem do Nível 2.

Destinação do Lucro Líquido

Em cada assembleia geral ordinária, nosso Conselho de Administração e nossa Diretoria são obrigados a recomendar como será feita a destinação do lucro líquido referente ao exercício fiscal anterior. Segundo a Lei das Sociedades por Ações brasileira, o lucro líquido é obtido após a dedução das participações estabelecidas por lei dos funcionários, administradores e beneficiários (artigos 190º e 191º da Lei das Sociedades por Ações). Além disso, em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações brasileira, os valores disponíveis para distribuição de dividendos ou pagamento de juros sobre capital próprio equivalem ao lucro líquido menos os valores desse lucro líquido destinados à reserva legal.

Somos obrigados a manter uma reserva legal à qual precisamos destinar 5% do lucro líquido referente a cada exercício fiscal, até que o valor dessa reserva seja equivalente a 20% do nosso capital integralizado. Entretanto, não temos a obrigação de fazer distribuições para nossa reserva legal em um exercício fiscal em que ela, quando somada às nossas outras reservas de capital estabelecidas, exceder 30% do nosso capital. A reserva legal poderá ser utilizada apenas para compensar prejuízos ou aumentar nosso capital. Após a criação da reserva legal, os dividendos acumulados fixos ou mínimos aos quais os titulares de ações preferenciais têm prioridade, inclusive aqueles que não foram distribuídos em tempo hábil, devem ser distribuídos.

Depois da distribuição dos dividendos preferenciais, uma porcentagem do lucro líquido poderá ser destinada a uma reserva de contingência para prejuízos antecipados que são considerados prováveis para os próximos anos. Qualquer valor distribuído dessa forma em um exercício anterior precisa ser (i) revertido no exercício fiscal em que os motivos que justificam a reserva deixarem de existir ou (ii) submetidos à baixa caso o prejuízo antecipado ocorra.

Uma parcela do lucro líquido proveniente de doações ou subsídios do governo para aplicações também poderá ser destinada à criação de uma reserva de incentivos fiscais.

Se o valor distribuível obrigatório, determinado sem deduzir o valor dos lucros não realizados da base de cálculo, exceder a soma do lucro líquido realizado em determinado exercício, esse excesso poderá ser destinado a uma reserva de receitas não realizadas. A Lei das Sociedades por Ações brasileira define o lucro líquido realizado

como o valor do lucro líquido que excede a soma do resultado positivo líquido dos ajustes de patrimônio líquido e dos lucros ou receitas de operações cujos resultados financeiros ocorrem após o fim do próximo exercício fiscal. Caso consigamos fazer a distribuição obrigatória mínima descrita acima, devemos destinar um valor equivalente a 0,5% do capital subscrito e totalmente integralizado no final do exercício para uma reserva estabelecida por lei. A reserva é utilizada para financiar os custos de programas de pesquisa e desenvolvimento tecnológica. O saldo acumulado dessa reserva não pode exceder 5% do capital social subscrito e totalmente integralizado.

A Lei das Sociedades por Ações brasileira também prevê a retenção de lucros, que não pode ser aprovada caso haja distribuição obrigatória de dividendos e precisa estar em conformidade com os termos do nosso orçamento de capital, previamente aprovado pela assembleia geral.

Uma parte do nosso lucro líquido que excede a distribuição obrigatória mínima poderá ser destinada ao custeio das necessidades de capital de giro e projetos de investimento, desde que tal destinação baseie-se em um orçamento de capital previamente aprovado pelos nossos acionistas. Os orçamentos de capital para mais de um ano precisam ser revisados em cada assembleia geral ordinária.

A criação de reservas estabelecidas por lei e a retenção de lucros não podem ser aprovados em detrimento do dividendo obrigatório.

Distribuição Obrigatória

Segundo a Lei das Sociedades por Ações do Brasil, o estatuto social de uma sociedade por ações brasileira como a nossa poderá especificar uma porcentagem mínima dos valores disponíveis para distribuição por tal sociedade por ações, para cada exercício fiscal, que precisa ser distribuída aos acionistas na forma de dividendos ou juros sobre capital próprio, também conhecida como valor distribuível obrigatório, a qual não pode ser inferior a 25% do lucro líquido ajustado do exercício fiscal. De acordo com nosso estatuto social, o valor distribuível obrigatório foi fixado como um valor equivalente a não menos de 25% do nosso lucro líquido ajustado, após a dedução das destinações à reserva legal e de outras destinações que poderão ocorrer ou ser previstas pela Lei das Sociedades por Ações brasileiras, ao qual os titulares de ações preferenciais têm prioridade.

Como somos uma sociedade por ações brasileira com uma classe de ações não votantes e conforme nosso estatuto social, os titulares de ações preferenciais terão prioridade em caso de reembolso de capital e têm direito a dividendos preferenciais não cumulativos anuais mínimos, na medida em que declararmos os dividendos, equivalentes ao que for maior: (i) 5% da parte proporcional do nosso capital integralizado ou (ii) 3% do valor contábil das suas ações preferenciais (prevalecendo o que for maior).

Se declararmos dividendos em nossas ações ordinárias, em qualquer exercício, em um valor que exceda os dividendos preferenciais mínimos devidos às nossas ações preferenciais, os titulares de ações preferenciais teriam direito a um valor de dividendo adicional por ação; assim, esses titulares de ações preferenciais receberão o mesmo valor de dividendo adicional por ação pago aos titulares de ações ordinárias. Os titulares de ações preferenciais participam da mesma forma que os titulares de ações ordinárias em aumentos de capital social resultantes da incorporação de reservas e lucros.

Entretanto, a Lei das Sociedades por Ações brasileira permite que uma companhia de capital aberto, como a nossa, suspenda a distribuição obrigatória caso o Conselho de Administração e o Conselho Fiscal informem, na assembleia geral ordinária, que a distribuição seria desaconselhável levando em conta a condição financeira da companhia. Nesse caso, o Conselho de Administração precisa apresentar à CVM uma justificativa para tal suspensão; Os lucros não distribuídos em virtude da suspensão acima mencionada deverão ser destinados a uma reserva especial e, se não forem absorvidos por prejuízos subsequentes, deverão ser distribuídos assim que a condição financeira da companhia permitir tais pagamentos.

Pagamento de Dividendos e Juros sobre Capital Próprio

Temos uma política de distribuição de dividendos que define as regras e os procedimentos relacionados à distribuição de dividendos, de maneira transparente. Nossa política de distribuição de dividendos tem o objetivo de proporcionar sustentabilidade financeira em curto, médio e longo prazo e se baseia na premissa de que precisamos de flexibilidade e estabilidade financeira para a manutenção dos nossos negócios.

A decisão de distribuir dividendos e outros ganhos depende de diversos fatores, incluindo nossa condição e resultados financeiros, necessidade de caixa, perspectivas futuras acerca dos mercados atual e potencial em que atuamos, oportunidades de investimentos existentes, manutenção e expansão da nossa capacidade de produção. A Lei das Sociedades por Ações brasileira e nosso estatuto social exigem que realizemos uma assembleia geral ordinária no quarto mês após o término de cada exercício fiscal. Nela, entre outras coisas, os acionistas precisam decidir quanto à distribuição do lucro líquido do exercício fiscal e o valor de dividendos e/ou juros sobre capital próprio a ser distribuído aos acionistas com base na proposta da nossa Administração. O pagamento dos dividendos anuais baseia-se nas demonstrações contábeis preparadas para o exercício fiscal relevante.

A Lei Nº 9.249/1995, com alterações, prevê a distribuição de juros sobre capital próprio aos acionistas como forma alternativa de distribuição. Esses juros limitam-se à variação *proporcional* diária da taxa de juros TJLP, que é a taxa de juros de longo prazo do governo federal brasileiro. O pagamento ou crédito efetivo de juros depende da existência de lucros, calculados antes da dedução dos juros, ou de lucros acumulados e reservas de lucros, em um valor igual ou maior do que o dobro do valor dos juros a serem pagos ou creditados.

Poderemos tratar esses pagamentos como despesa dedutível para calcular o lucro real; porém, a dedução não pode exceder o que for maior:

- 50% do lucro líquido antes de levar em conta essa distribuição, caso sejam considerados como despesa, com base no lucro calculado após levar em conta as deduções para contribuições sociais no lucro líquido e antes de deduzir o imposto de renda para o período a respeito do qual o pagamento é efetuado; ou
- 50% das reservas de lucro.

Todo pagamento de juros sobre capital próprio a titulares de ADSs ou outros acionistas, sejam eles residentes brasileiros ou não, está sujeito à retenção de impostos no Brasil à alíquota de 15% ou 25%. A alíquota de 25% aplica-se caso o beneficiário resida em um paraíso fiscal. Consulte “– Tributação Relacionada às Nossas ADSs e Ações Ordinárias e Preferenciais – Considerações sobre os Impostos Brasileiros”. O valor pago aos acionistas na forma de juros sobre capital próprio, líquido de retenção de impostos, poderá ser incluído como parte de qualquer distribuição obrigatória de dividendos. Segundo a Lei das Sociedades por Ações brasileira, somos obrigados a distribuir aos acionistas um valor suficiente para assegurar que o valor líquido recebido, depois de pagarmos as retenções de impostos brasileiras aplicáveis a respeito da distribuição de juros sobre capital próprio, seja pelo menos equivalente ao dividendo obrigatório.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações brasileira e nosso estatuto social, os dividendos geralmente precisam ser pagos no prazo de 60 dias após a data em que foram declarados, exceto se uma resolução dos acionistas estabelecer outra data de pagamento; em qualquer caso, precisa ocorrer antes do término do exercício fiscal em que o dividendo foi declarado. Os valores dos dividendos devidos aos nossos acionistas estão sujeitos a encargos financeiros à taxa SELIC desde o término de cada exercício fiscal até a data em que realmente pagarmos tais dividendos. Os acionistas têm um período de três anos após a data do pagamento dos dividendos para demandar dividendos ou pagamentos de juros a respeito das suas ações; depois disso, o valor dos dividendos não demandados será revertido para nós.

Nosso Conselho de Administração poderá distribuir dividendos ou pagar juros com base nos lucros divulgados nas demonstrações contábeis provisórias. O valor dos dividendos provisórios distribuídos não pode exceder o valor das nossas reservas de capital.

Assembleias de Acionistas

Por meio de votação em uma assembleia geral de acionistas, nossos acionistas têm o poder de tomar decisões em assuntos relacionados aos nossos propósitos corporativos e de aprovar as resoluções que consideram necessárias para nossa proteção e desenvolvimento, à exceção de determinados poderes que são exclusivos dos nossos outros órgãos corporativos.

Desde 2012, convocamos nossas assembleias de acionistas por meio da publicação de um aviso no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro e no Jornal Valor Econômico. O aviso precisa ser publicado pelo menos três vezes, começando pelo menos 30 dias corridos antes da data marcada para a assembleia. Ele precisa conter a ordem do dia da assembleia e, em caso de proposta de alteração no estatuto social, uma indicação do assunto em questão. Aos titulares de ADSs, somos obrigados a fornecer um aviso ao depositário das ADSs pelo menos 30 dias corridos antes de uma assembleia de acionistas. Depois de receber o aviso da assembleia de acionistas, o depositário precisa enviar um aviso, na forma escolhida por ele, aos titulares de ADSs. Esse aviso precisa conter (i) as informações do nosso aviso de assembleia enviado ao depositário das ADSs; (ii) uma declaração informando que os proprietários registrados, a partir de uma data de registro específica, podem instruir o depositário acerca do exercício dos seus direitos de voto, em conformidade com a legislação brasileira e nosso estatuto social; e (iii) uma declaração referente à maneira em que essas instruções podem ser passadas ao depositário.

O Conselho de Administração ou, em algumas situações específicas estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações brasileira, os acionistas ou nosso Conselho Fiscal convocam as assembleias gerais de acionistas. Um acionista poderá ser representado, em uma assembleia geral de acionistas, por um procurador, desde que o procurador tenha sido nomeado no prazo de um ano da assembleia. O procurador precisa ser um acionista, um membro da nossa Administração ou um advogado. No caso de empresas públicas, o acionista também poderá ser representado por uma instituição financeira. Os poderes do procurador devem respeitar algumas formalidades estabelecidas pela legislação brasileira e pelo nosso estatuto social.

Além das exceções previstas por lei, a assembleia de acionistas será instalada, em primeira convocação, com a presença de acionistas que representem pelo menos um quarto das nossas ações ordinárias emitidas e em circulação. Entretanto, em caso de assembleia geral destinada a alterar nosso estatuto social, acionistas que representam pelo menos dois terços das nossas ações ordinárias emitidas e em circulação precisam estar presentes. Se esse quórum não estiver presente, o Conselho poderá convocar uma segunda assembleia mediante fornecimento de um aviso prévio de pelo menos oito dias corridos antes da assembleia marcada, em conformidade com as regras de publicação descritas acima. As exigências do quórum não serão aplicadas à segunda assembleia, sujeito aos requisitos de votação para determinados assuntos descritos abaixo. Nossos acionistas também poderão se inscrever on-line a fim de exercer seus direitos de voto eletronicamente nas assembleias de acionistas. Além disso, eles também poderão votar eletronicamente em pedido público de procuração. A participação eletrônica em assembleias de acionistas não está disponível para nossos titulares de ADSs. Os titulares de ADSs poderão instruir o depositário, com antecedência, a votar em nome deles nas assembleias de acionistas, conforme os procedimentos operacionais do depositário e o acordo de depósito.

Em 2015, a CVM emitiu a Instrução Nº 561/15 ("ICVM 561/15"), considerando que a participação de acionistas em determinadas assembleias gerais é uma condição para a votação. A ICVM 561/15 cria um mecanismo que permite que os acionistas exerçam seu direito de voto à distância, antes da data da assembleia. Essa regra começa a se aplicar a nós e aos nossos acionistas em 2017.

Direitos de Voto

Conforme a Lei das Sociedades por Ações brasileira e nosso estatuto social, cada uma das nossas ações ordinárias garante o direito de voto em uma assembleia geral de acionistas. A União Federal é obrigada, por lei, a possuir pelo menos a maioria do nosso capital votante. Conforme a Lei das Sociedades por Ações brasileira e nosso estatuto social, à exceção de (i) o direito de indicar um membro do nosso Conselho de Administração e um membro do nosso Conselho Fiscal e (ii) poucas circunstâncias relacionadas a ações preferencias afetadas negativamente (como discutido abaixo), nossas ações preferenciais não conferem direitos de voto.

Os titulares de ações ordinárias, que votam em uma assembleia geral de acionistas, tem o poder exclusivo de:

- alterar nosso estatuto social;
- aprovar qualquer mudança de capital;
- eleger ou destituir membros do nosso Conselho de Administração e Conselho Fiscal (e respectivos suplentes), sujeito ao direito dos nossos acionistas preferenciais de eleger ou destituir um membro do nosso Conselho de Administração e de eleger um membro do nosso Conselho Fiscal (e respectivos suplentes) e ao direito dos nossos funcionários de eleger ou destituir um membro do nosso Conselho de Administração;
- receber as demonstrações contábeis anuais preparadas pela nossa Administração e aceitar ou rejeitar as demonstrações contábeis da Administração, incluindo a destinação de lucro líquido para o pagamento do dividendo obrigatório e a destinação às várias contas de reserva;
- autorizar a emissão de debêntures, à exceção da emissão de debêntures sem garantia não conversíveis ou da venda de tais debêntures em erário, que poderão ser aprovadas pelo nosso Conselho de Administração;
- aceitar ou rejeitar a avaliação de ativos contribuídos por um acionista em relação ao aumento de capital social;
- aprovar reestruturações corporativas, tais como fusões e cisões;
- participar de um grupo centralizado de companhias, conforme definido na Lei das Sociedades por Ações brasileira;
- aprovar a alienação do controle das nossas controladas integrais;
- aprovar a alienação de debêntures conversíveis emitidos pelas nossas controladas integrais e detidos por nós;
- estabelecer a compensação dos antigos membros da nossa Diretoria, nosso Conselho de Administração, nosso Conselho Fiscal, inclusive a compensação devida durante o período de seis meses de caducidade previsto em nosso estatuto social, assim como dos comitês consultivos do Conselho de Administração;
- aprovar o cancelamento do nosso registro como companhia de capital aberto;
- decidir sobre nossa dissolução;
- renunciar ao direito de subscrever a ações ou debêntures conversíveis emitidos pelas nossas controladas integrais ou coligadas; e
- aprovar as exigências da nossa política de nomeação, além das exigências previstas pelas leis aplicáveis ao Conselho de Administração e ao Conselho Fiscal.

Salvo disposição em contrário na lei, as resoluções de uma assembleia geral de acionistas são aprovadas pela maioria das ações ordinárias em circulação. As abstenções não são consideradas.

A aprovação dos titulares de pelo menos metade das ações ordinárias emitidas e em circulação é necessária para as seguintes ações envolvendo nossa companhia:

- redução da distribuição do dividendo obrigatório;

- fusão em outra companhia ou consolidação com outra companhia, sem prejuízo das condições estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações brasileira;
- participação em um grupo de companhias sujeita às condições estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações brasileira;
- alteração do nosso propósito corporativo, que precisa ser precedida por uma alteração em nosso estatuto social pela legislação federal, pois somos controlados pelo governo e nosso propósito corporativo é estabelecido por lei;
- cisão de uma parcela da nossa companhia, sujeita às condições estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações brasileira;
- transferência de todas as nossas ações para outra companhia ou recebimento de ações de outra companhia a fim de transformar a companhia cujas ações são transferidas em uma controlada integral dessa companhia, conhecida como incorporação de ações; e
- seleção de uma companhia especializada para fazer a avaliação das nossas ações por valor econômico, em casos de cancelamento do nosso registro como companhia de capital aberto ou desvio das regras padrão de governança corporativa definidas por uma bolsa de valores ou uma entidade encarregada de manter um mercado de balcão organizado registrado com a CVM, a fim de cumprir essas regras de governança corporativa e os contratos que poderão ser celebrados por nós e tais entidades. Consulte o Item 9. “A Oferta e a Listagem – B3 – Iniciativas de Governança Corporativa da B3” para saber mais sobre o segmento de listagem do Nível 2.

Segundo a Lei das Sociedades por Ações brasileira, se um acionista tiver um conflito de interesses com a companhia em relação a qualquer transação proposta, ele não poderá votar em nenhuma decisão referente a essa transação. Por exemplo, um acionista interessado não poderá votar para aprovar a avaliação de ativos por ele contribuídos em troca de capital social ou, quando o acionista for membro da Alta Administração, para aprovar o relatório da administração sobre as demonstrações contábeis da companhia. Qualquer transação aprovada com o voto de um acionista que tiver conflito de interesses poderá ser anulada; esse acionista poderá ser responsável pelos danos causados e ter a obrigação de devolver à companhia qualquer ganho que possa ter obtido em decorrência da transação.

Segundo a Lei das Sociedades por Ações brasileira, as ações a seguir deverão ser submetidas para aprovação ou ratificação pelas ações preferenciais em circulação negativamente afetadas antes de serem submetidas para aprovação de pelo menos metade das ações ordinárias emitidas e em circulação:

- criação de ações preferenciais ou aumento nas classes existentes de ações preferenciais, sem preservar as proporções de qualquer outra classe de ações preferenciais, exceto conforme estabelecido ou autorizado no 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.

Decisões relativas à nossa transformação em outro tipo de companhia não são permitidas pela Lei Nº 13.303/16.

Segundo a Lei das Sociedades por Ações brasileira, os acionistas minoritários que representam pelo menos 10% do capital votante da companhia têm o direito de exigir que se adote um procedimento de voto múltiplo a fim de atribuir a cada ação ordinária um número de votos equivalente ao número de conselheiros, além de atribuir a cada uma delas o direito de votar cumulativamente em apenas um candidato do Conselho de

Administração ou de distribuir seus votos entre vários candidatos. Em conformidade com as normas promulgadas pela CVM, a exigência do limite de 10% para o exercício dos procedimentos de voto múltiplo poderá ser reduzida dependendo da quantidade de capital social da companhia. Para uma companhia como a Petrobras, o limite é de 5%. Por conseguinte, os acionistas que representam 5% do nosso capital votante poderão exigir a adoção de um procedimento de voto múltiplo.

Além disso, os acionistas minoritários com ações ordinárias também têm o direito de indicar e/ou destituir um membro para ou do nosso Conselho de Administração, assim como indicar ou destituir um membro para ou do nosso Conselho Fiscal (e o respectivo suplente desse membro). Os acionistas precisam provar a titularidade ininterrupta dessas ações detidas durante o período de pelo menos 3 meses, imediatamente antes da assembleia geral.

Os acionistas preferenciais que detêm, individualmente ou como grupo, 10% do nosso capital total também têm o direito de indicar e/ou destituir um membro para ou do nosso Conselho de Administração. Os acionistas preferenciais têm o direito de indicar separadamente um membro para nosso Conselho Fiscal (e o respectivo suplente desse membro). Os acionistas precisam provar a titularidade ininterrupta dessas ações detidas durante o período de pelo menos três meses, imediatamente antes da assembleia geral.

Se nem os titulares de ações ordinárias votantes nem os titulares de ações preferenciais tiverem, respectivamente, o quórum exigido acima, poderão agregar suas ações a fim de eleger em conjunto um membro para nosso Conselho de Administração, respeitando, nesse caso, o quórum de 10% (dez por cento) do capital social total.

Além disso, conforme a Lei Nº 12.353, nossos empregados têm o direito de indicar ou destituir um membro do nosso Conselho de Administração em conformidade com um procedimento de votação separado.

Nosso estatuto social e a Lei das Sociedades por Ações brasileira estipulam que, independentemente do exercício dos direitos acima concedidos a acionistas minoritários, por meio do processo de voto múltiplo, a União Federal sempre tem o direito de indicar a maioria dos nossos conselheiros e membros do Conselho Fiscal.

Sem prejuízo das disposições da legislação aplicável, o Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão (MP) elegerá e destituirá um membro do nosso Conselho de Administração.

Direitos de Preferência

Conforme a Lei das Sociedades por Ações brasileira, cada um dos nossos acionistas possui um direito de preferência geral à subscrição de ações ou valores mobiliários conversíveis em ações em qualquer aumento de capital, na proporção do número de ações detidas por ele. Em caso de aumento de capital na mesma proporção do número de ações de todas as classes existentes, cada acionista deverá exercer o direito de preferência em relação a ações idênticas às que detém. Se as ações emitidas forem de classes já existentes, mas introduzirem uma alteração em suas proporções no capital social, a preferência será exercida em relação às ações e classes idênticas às detidas pelos acionistas. Essa preferência apenas se estenderá às outras ações se as mesmas forem insuficientes para assegurar, no capital aumentado, uma proporção do capital social igual à anterior ao aumento. Caso haja emissão de ações de uma classe diferente das classes existentes, cada acionista deverá exercer sua preferência, proporcionalmente ao número de ações detidas, em relação às ações de todas as classes do aumento. Em caso de um aumento por meio de capitalização de crédito ou subscrição de ativos, os acionistas sempre terão o direito de preferência e, se for o caso, os valores pagos por eles serão entregues ao titular do crédito a ser capitalizado ou do ativo a ser incorporado. A assembleia geral fixará um período para exercício do direito, de pelo menos 30 dias após a publicação do aviso de emissão de novas ações ou valores mobiliários conversíveis em ações.

Em caso de aumento de capital por meio da emissão de novas ações, os titulares de ADSs, de ações ordinárias ou preferenciais, teriam, exceto nas circunstâncias descritas acima, direitos de preferência para subscrição de qualquer classe de ações emitidas recentemente. Todavia, os titulares de ADSs talvez não consigam

exercer os direitos de preferência relacionados às ações ordinárias ou preferenciais subjacentes às suas ADSs se não existir uma declaração de registro no âmbito da Lei de Valores Mobiliários (“Securities Act”), no que diz respeito a esses direitos, ou se estiver disponível uma isenção das exigências de registro da Lei de Valores Mobiliários (“Securities Act”). Consulte o Item 3. “Informações Principais – Fatores de Risco – Riscos Relacionados às Nossas Ações e Títulos de Dívida”.

Resgate e Direitos de Retirada

A legislação brasileira prevê que, em circunstâncias limitadas, os acionistas têm o direito de retirar sua participação acionária da companhia e de receber pagamento pela parcela do patrimônio líquido do acionista atribuível à sua participação acionária.

Esse direito de retirada poderá ser exercido pelos titulares das ações ordinárias ou preferenciais negativamente afetadas, desde que algumas condições estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações brasileira sejam cumpridas, no caso de decidirmos:

- aumentar as classes existentes de ações preferenciais, sem preservar as proporções de qualquer outra classe de ações preferenciais; ou
- alterar as preferências, privilégios ou condições de resgate ou amortização de qualquer classe de ações preferenciais ou criar uma nova classe de ações preferenciais com direito a condições mais favoráveis do que as classes existentes;
- participar de fusão em outra companhia ou consolidação com outra companhia; ou
- participar de um grupo centralizado de companhias, conforme definido na Lei das Sociedades por Ações brasileira;
- reduzir a distribuição obrigatória de dividendos;
- alterar nossas finalidades corporativas;
- realizar a cisão de uma parte da companhia;
- transferir todas as nossas ações para outra companhia ou receber ações de outra companhia a fim de transformar a companhia cujas ações são transferidas em uma controlada integral dessa companhia, conhecido como incorporação de ações; ou
- adquirir o controle de outra companhia por um preço que excede os limites estabelecidos na Lei das Sociedades por Ações brasileira.

Esse direito de retirada também poderá ser exercido caso a entidade resultante de uma fusão, consolidação ou cisão de uma companhia aberta e nós não negocie novas ações no mercado secundário, no prazo de 120 dias a contar da data da assembleia de acionistas que aprovou a transação, em conformidade com as normas aplicáveis fornecidas pela SEC.

Uma vez que nosso estatuto social não oferece regras para determinar qualquer valor para resgate, no âmbito da Lei das Sociedades por Ações, qualquer resgate de ações decorrente do exercício de tais direitos de retirada seria feito com base no valor contábil por ação, determinado de acordo com o último balanço patrimonial aprovado pelos nossos acionistas. No entanto, se a assembleia de acionistas que origine direitos de resgate tiver ocorrido mais de 60 dias após a data do último balanço patrimonial aprovado, um acionista teria o direito de exigir que suas ações fossem avaliadas de acordo com um novo balanço patrimonial datado do prazo de 60 dias dessa assembleia de acionistas. Nesse caso, pagaríamos imediatamente 80% do valor do reembolso calculado com base no último balanço patrimonial e, após a elaboração do balanço patrimonial especial, pagaríamos o saldo no prazo de 120 dias a contar da data da resolução da assembleia de acionistas. O direito de retirada vence 30 dias após a

publicação da ata da assembleia de acionistas que aprovou as ações corporativas descritas acima. Teríamos o direito de reconsiderar qualquer ação que origine direitos de retirada no prazo de dez dias após a publicação da ata da assembleia que ratificou a decisão se o pagamento do preço do reembolso das ações aos acionistas dissidentes colocasse em risco nossa estabilidade financeira.

Outros Direitos dos Acionistas

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações brasileira, nem o estatuto social de uma companhia nem a assembleia geral de acionistas poderá privar um acionista de alguns direitos específicos, tais como:

- o direito de participar da distribuição de lucros;
- o direito de participar de ativos residuais restantes em caso de liquidação da companhia;
- o direito de supervisionar a administração dos negócios corporativos, conforme especificado na Lei das Sociedades por Ações brasileira;
- o direito a direitos de preferência em caso de subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou bonificações de subscrição (exceto a respeito de uma oferta pública de tais valores mobiliários, como poderá ser estabelecido no estatuto social); e
- o direito de se retirar da companhia nos casos especificados na Lei das Sociedades por Ações brasileira.

Liquidação

Segundo a Lei das Sociedades por Ações brasileira e nosso estatuto social, em caso de liquidação, os titulares de ações preferenciais têm o direito de receber antes de qualquer distribuição aos acionistas.

Direitos de Conversão

De acordo com nosso estatuto social, nossas ações ordinárias não são conversíveis em ações preferenciais; tampouco as ações preferenciais são conversíveis em ações ordinárias.

Responsabilidade dos Nossos Acionistas para Outras Chamadas de Capital

Nem a legislação brasileira nem nosso estatuto social preveem responsabilidade para nossos acionistas para outras chamadas de capital. A responsabilidade dos nossos acionistas para com o capital social limita-se ao pagamento do preço de emissão das ações subscritas ou adquiridas.

Forma e Transferência

Nossas ações são registradas em forma de lançamento contábil; contratamos o Banco do Brasil para prestar todos os serviços de custódia e transferência de ações. Para realizar a transferência, o Banco do Brasil faz um lançamento no registro, debita da conta de ações do cedente e credita na conta de ações do cessionário.

Nossos acionistas poderão decidir, a seu próprio critério, manter suas ações por meio da Central Depositária. As ações são adicionadas ao sistema da Central Depositária por meio de instituições brasileiras, que tenham contas de compensação na Central Depositária. Nosso registro de acionistas indica quais ações estão listadas no sistema da Central Depositária. Por sua vez, cada acionista participante é registrado em um registro de acionistas beneficiários mantidos pela Central Depositária e tratado da mesma maneira que nossos acionistas registrados.

Resolução de Disputas

Nosso estatuto social prevê a resolução obrigatória de disputas por meio de arbitragem, em conformidade com as regras da Câmara de Arbitragem do Mercado, a respeito de qualquer disputa referente a nós, nossos acionistas, os diretores, conselheiros e membros do conselho final e envolvendo as disposições da Lei das Sociedades por Ações brasileira, nosso estatuto social, as regras da CMN, do Banco Central do Brasil e da CVM, e da Norma do Nível 2, das Regras de Arbitragem, da Norma de Participação e Sanções, de todo o Nível 2 da B3 ou de outra legislação de mercados de capitais, incluindo as disposições de qualquer contrato celebrado por nós com qualquer bolsa de valores ou entidade de balcão registrada na CVM, em relação à adoção de práticas de governança corporativa diferenciadas estabelecidas por essas entidades e respectivos regulamentos corporativos, se for o caso. Consulte o Item 9. “A Oferta e a Listagem – B3 – Iniciativas de Governança Corporativa da B3” para saber mais sobre o segmento de listagem do Nível 2.

Conforme previsto na Lei Nº 9.307/1996, as entidades que fazem parte da administração pública direta e indireta, como é nosso caso e do nosso acionista controlador, poderão usar a arbitragem como mecanismo de resolução de disputas somente para disputas que envolvem direitos econômicos negociáveis. Consequentemente, essas entidades não podem submeter direitos indisponíveis à arbitragem, como aqueles considerados relacionados ao interesse público. Portanto, as decisões do governo federal brasileiro exercidas por meio de votação em qualquer assembleia geral de acionistas, se baseadas ou relacionadas a interesses públicos, não estarão sujeitas a um processo de arbitragem.

Restrições ao Self-dealing

De acordo com nossa Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante e Negociação de Valores Mobiliários, aprovada pelo Conselho de Administração em junho de 2016, está proibida a negociação, por nós ou qualquer parte relacionada, de valores mobiliários emitidos por nós, nossas controladas ou coligadas (que sejam companhias abertas) nos seguintes períodos:

- (i) 15 dias antes da divulgação das nossas informações trimestrais e informações anuais; e
- (ii) no período entre a decisão tomada pelo órgão corporativo competente de aumentar ou reduzir o capital social, distribuir dividendos, ações de bonificação ou emitir outros valores mobiliários nossos e a publicação dos respectivos avisos ou anúncios.

Nossos conselheiros, os membros do nosso comitê de auditoria, os respectivos suplentes e membros com funções técnicas ou consultivas criadas por disposições estabelecidas por lei, são obrigados a nos informar em caso de titularidade e negociação de valores mobiliários emitidos por nós ou nossas controladas (que sejam companhias abertas). Também devem indicar os valores mobiliários emitidos por nós e/ou nossas controladas (que sejam companhias abertas) pertencentes a pessoas relacionadas.

Restrições a Titulares Não Brasileiros

Os titulares não brasileiros não enfrentam restrições legais à titularidade das nossas ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs baseadas em nossas ações ordinárias ou preferenciais e possuem os direitos e preferências de tais ações ordinárias ou preferenciais, conforme for o caso.

Entretanto, a capacidade de converter pagamentos de dividendos e proventos da venda de ações ordinárias ou preferenciais ou direitos de preferência em moeda estrangeira e de remeter tais quantias para fora do Brasil está sujeita a restrições segundo a legislação de investimento estrangeiro, que geralmente exige, entre outros passos, o registro do investimento correspondente junto ao Banco Central do Brasil. Não obstante, qualquer titular não brasileiro que se registrar junto à CVM, em conformidade com a Resolução CMN Nº 4.373, poderá comprar e vender valores mobiliários diretamente na B3. Esses titulares não brasileiros precisam indicar um representante local no Brasil, que será obrigado a, entre outros deveres, registrar e manter atualizado, junto ao Banco Central do Brasil, o registro de todas as transações de tais investidores na B3.

Além disso, o Anexo II da Resolução CMN Nº 4.373 permite que companhias brasileiras emitam certificados representativos de ações (*depository receipts*) em mercados cambiais. No momento, temos um programa de ADR para nossas ações ordinárias e preferenciais devidamente registradas junto à CVM e ao Banco Central do Brasil. Os proventos da venda de ADSs por titulares fora do Brasil estão livres dos controles cambiais brasileiros.

Transferência de Controle

De acordo com a legislação do Brasil, a União Federal é obrigada a possuir pelo menos uma maioria do nosso capital votante. Qualquer mudança em nosso controle exigiria, portanto, uma mudança na legislação aplicável. Todavia, nosso estatuto social inclui regras aplicáveis a qualquer transferência do nosso controle.

A venda do nosso controle acionário e a subsequente oferta pública deverão cumprir as regras definidas no nosso estatuto social.

O Apêndice 1.1 contém uma cópia do nosso estatuto social.

Divulgação de Participações Acionárias

As normas brasileiras estipulam que (i) acionistas controladores diretos ou indiretos, (ii) acionistas que tenham eleito membros do nosso Conselho de Administração ou do nosso Conselho Fiscal, assim como (iii) qualquer pessoa ou grupo de pessoas que represente a mesma participação, que tenham adquirido ou vendido, direta ou indiretamente, uma participação que exceda (para mais ou para menos) o limite de 5%, ou qualquer múltiplo dele, do número total de ações de qualquer tipo ou classe, devem divulgar sua titularidade ou desinvestimento de ações, imediatamente após o evento, à CVM e à B3.

Contratos Significativos

Contrato de Cessão Onerosa

Em 03 de setembro de 2010, celebramos um contrato com o governo federal brasileiro segundo o qual ele nos concedeu o direito de realizar atividades para a exploração e a produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos em áreas específicas do pré-sal, sujeito a uma produção máxima de cinco bnboe. O Contrato de Cessão Onerosa foi celebrado em conformidade com as disposições específicas da Lei Nº 12.276. A minuta do Contrato de Cessão Onerosa foi aprovada pelo 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 com base em relatórios de certificadores independentes obtidos por nós e pela ANP, de acordo com o procedimento de avaliação exigido pela Lei Nº 12.276. O Apêndice 2.11 contém uma tradução para o inglês do Contrato de Cessão Onerosa.

Termos Básicos

Finalidade. No âmbito do Contrato de Cessão Onerosa, pagamos um preço contratual inicial pelo direito de realizar atividades de exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos em áreas específicas do pré-sal, sujeito a uma produção máxima de cinco bnboe. Embora o Contrato de Cessão Onerosa nos conceda determinados direitos que são semelhantes aos de uma concessão, ele é um regime específico de exploração e produção, não uma concessão conforme a legislação brasileira.

Área Coberta. O Contrato de Cessão Onerosa abrange seis blocos firmes e um bloco contingente, situados nas áreas do pré-sal e nele identificados. Esses blocos situam-se na Bacia de Santos e têm características geológicas esperadas semelhantes às descobertas feitas em outros locais na área do pré-sal. Em 07 de fevereiro de 2014, devolvemos ao governo federal brasileiro o bloco contingente relacionado ao Contrato de Cessão Onerosa, porque confirmamos que o volume máximo inicialmente previsto no Contrato de Cessão Onerosa pode ser alcançado nos outros seis blocos firmes (ou seja, sem a necessidade de contribuição do bloco contingente).

Supervisão e Inspeção. A ANP tem autoridade regulatória e direitos de inspeção sobre nossas atividades nas áreas sujeitas ao Contrato de Cessão Onerosa, assim como sobre 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 expensas e riscos.

Preço

O preço do contrato inicial para nossos direitos no âmbito do Contrato de Cessão Onerosa foi de R\$ 74.807.616.407, o equivalente a US\$ 42.533.327.500 em 1º de setembro de 2010. Conforme previsto pela Lei Nº 12.276, o preço do contrato foi determinado por uma negociação entre nós e o governo federal brasileiro, com base nos relatórios de certificadores independentes obtidos por nós e pela ANP, que levaram em consideração diversos fatores, inclusive condições de mercado, preços do petróleo na época e custos do setor.

Utilizamos parte dos proventos da oferta global de patrimônio líquido em 2010 para o pagamento do preço do contrato inicial, incluindo o uso de LFTs que recebemos do governo federal brasileiro na referida oferta global. Os LFTs foram avaliados pelo mesmo preço em que foram avaliados para fins da oferta global.

O Contrato de Cessão Onerosa estabelece os preços e volumes iniciais para cada bloco, conforme segue:

		AVALIAÇÕES INICIAIS		
		Volume	Preço	Valor
		(milhões de boe)	(US\$/boe)	(US\$)
	Bloco 1			
Florim (atual Itapu)		467	9.0094	4.207.389.800
	Bloco 2			
Franco (atual Búzios)		3.058	9.0400	27.644.320.000
	Bloco 3			
Sul de Guará (atual Sul de Sapinhoá)		319	7.9427	2.533.721.300
	Bloco 4			
Entorno de Iara (atuais Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu e Sul de Sururu)		600	5.8157	3.489.420.000
	Bloco 5			
Sul de Tupi (atual Sul de Lula)		128	7.8531	1.005.196.800
	Bloco 6			
Nordeste de Tupi (atual Sépia)		428	8.5357	3.653.279.600
	Bloco 7 (bloco contingente)			
Peroba		—	—	—
	Preço Contratual Inicial do Contrato de Cessão Onerosa			42.533.327.500

Duração

A vigência do Contrato de Cessão Onerosa é de 40 anos, a qual poderá ser prorrogada por mais cinco anos, mediante pedido nosso, em casos de (i) força maior, (ii) atraso na obtenção das licenças ambientais aplicáveis, desde que esse atraso seja atribuível somente à autoridade ambiental relevante, (iii) suspensão das atividades por determinação da ANP ou (iv) alterações nas condições geológicas projetadas para cada área. A prorrogação será aplicada somente às áreas em que a ANP identificar a ocorrência de um dos eventos especificados acima. A ANP levará em consideração o período do atraso ocorrido a fim de determinar a duração da prorrogação, 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 sujeito a um processo de revisão. Notificamos o governo federal brasileiro e a ANP dez meses antes da data para a declaração de comercialidade de cada área coberta pelo

contrato, com o objetivo de iniciar os preparativos para tal processo de revisão, que começou imediatamente após a declaração de comercialidade de cada campo em cada um dos blocos. O processo de revisão, para todas as áreas sujeitas ao Contrato de Cessão Onerosa, está em andamento no momento e não há data formal ou oficial para sua conclusão.

A conclusão do processo de revisão poderá resultar na renegociação de (i) preço do contrato, (ii) volume de produção máximo de cinco bnbbl de equivalente em petróleo, (iii) duração do contrato e (iv) níveis mínimos de mercadorias e serviços a serem adquiridos de fornecedores brasileiros.

Se o preço do contrato revisado for superior ao preço do contrato inicial, poderemos determinar, junto ao governo federal brasileiro, uma ou mais das opções de pagamento a seguir: (i) um pagamento a ser efetuado por nós, em dinheiro ou LFTs, ao governo federal brasileiro em um valor equivalente à diferença entre o preço do contrato revisado (resultante do processo de revisão) e o preço do contrato inicial; ou (ii) uma redução no volume de produção máximo de cinco bnbbl de equivalente em petróleo. Se o preço do contrato revisado for inferior ao preço do contrato inicial, o governo federal brasileiro pagará para nós a diferença entre o preço do contrato revisado e o preço do contrato inicial, seja em dinheiro, LFTs, valores mobiliários emitidos por nós ou outros meios pactuados entre nós. Em ambos os casos, a diferença entre o preço do contrato revisado e o preço do contrato inicial em dólares dos Estados Unidos será convertida para reais, com base na taxa de câmbio PTAX média para a compra de dólares dos Estados Unidos publicada pelo Banco Central do Brasil para os 30 dias precedentes à revisão de cada área, e será atualizada conforme a taxa de juros do Sistema Especial de Liquidação e Custódia (taxa SELIC) do Brasil, até a data do pagamento. Os pagamentos precisam ser efetuados no prazo de três anos após a conclusão do processo de revisão.

Os valores deverão ser pactuados com base nos relatórios de certificadores independentes, contratados por nós e pela ANP, conforme estabelecido no Contrato de Cessão Onerosa. Até o momento, não existem definições sobre o resultado da revisão ou o método de compensação. Nós e os representantes do governo começaremos as negociações a respeito do valor do Contrato de Cessão Onerosa e do método de pagamento somente após a conclusão do processo de certificação e a emissão dos respectivos relatórios.

Fases

Nossas atividades no âmbito do Contrato de Cessão Onerosa dividem-se em duas fases:

- *Fase de exploração.* Esta fase inclui a avaliação com a finalidade de determinar a comercialidade de descobertas de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos. A fase de exploração começou após a celebração do Contrato de Cessão Onerosa e terminou com a declaração de comercialidade de cada reservatório respectivo descoberto em cada área contemplada pelo Contrato de Cessão Onerosa.
- *Fase de Produção.* A fase de produção para uma descoberta específica começa na data da declaração de comercialidade feita por nós para a ANP e prossegue até o término do Contrato de Cessão Onerosa. É composta por um período de desenvolvimento durante o qual realizaremos atividades conforme um plano de desenvolvimento aprovado pela ANP. Após o período de desenvolvimento, poderemos iniciar a produção mediante notificação para a ANP.

Programa de Trabalho Mínimo

Durante a fase de exploração, que já foi concluída, fomos obrigados a realizar um programa de trabalho mínimo, conforme especificado no Contrato de Cessão Onerosa, assim como atividades adicionais fora do âmbito do programa de trabalho mínimo, que foram aprovadas pela ANP. Realizamos o programa de trabalho mínimo em todos os blocos e fizemos atividades adicionais em alguns blocos.

Realocação de Volumes

Após a conclusão do processo de revisão do Contrato de Cessão Onerosa, o governo federal brasileiro e nós poderemos renegociar a realocação do volume de petróleo e gás natural originalmente designado para cada bloco, observando o preço revisado por barril de equivalente em petróleo aplicável a cada área, nos seguintes cenários: (i) a autoridade ambiental relevante não concede uma licença permanente para a realização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em determinado bloco ou campo; ou (ii) a produção do volume atribuído a algum bloco não é viável segundo as melhores práticas da indústria do petróleo devido às características geológicas dos reservatórios, observando-se os parâmetros econômicos estabelecidos no processo de revisão (conforme discussão acima).

Uma vez concluídas as realocações, o número de barris de óleo equivalente a ser produzido no novo bloco será igual ao produto de (i) o número de barris de óleo equivalente que foram realocados do bloco original para o novo bloco e (ii) o 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 pagará para nós o valor resultante da multiplicação do volume não sujeito à realocação pelo valor do barril no bloco ao qual a realocação foi feita. Esse valor em dólares será convertido para reais utilizando a taxa de câmbio PTAX média para a compra de dólares dos Estados Unidos referente aos 30 dias precedentes à data do processo de realocação desse bloco e atualizado pela taxa SELIC durante o período entre a data do processo de realocação do bloco e a data do pagamento pelo governo federal brasileiro.

Caso se determine a impossibilidade de realocar volumes de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos conforme descrito acima, o governo federal brasileiro restituirá para nós um valor equivalente ao volume total de barris de equivalente em petróleo que não foi produzido, multiplicado pelo preço em dólares do barril de equivalente em petróleo aplicável ao bloco relevante, convertido em reais utilizando a taxa de câmbio PTAX média para a compra de dólares dos Estados Unidos referente aos 30 dias precedentes à data do processo de realocação e atualizado pela taxa SELIC desde a data do processo de realocação desse bloco até a data do pagamento pelo governo federal brasileiro.

A maneira e os termos de pagamento do reembolso, em qualquer caso, serão negociados por nós e pelo governo federal brasileiro. Os pagamentos serão efetuados o mais tardar em três anos após a conclusão do processo de realocação.

Unitização

Um reservatório coberto por um bloco atribuído a nós segundo o Contrato de Cessão Onerosa poderá se estender a áreas adjacentes fora do referido bloco. Nesse caso, precisamos notificar a ANP imediatamente após identificar a extensão e seremos impedidos de realizar as atividades de exploração e produção dentro desse bloco até que tenhamos negociado um acordo de unitização com concessionário ou contratado no âmbito de um regime de exploração e produção diferente, que tenha direitos sobre tais áreas adjacentes, exceto se houver autorização da ANP. A ANP determinará o prazo para a celebração de um acordo de unitização entre as partes. Caso a área adjacente não tenha sido licitada (por exemplo, não outorgada para atividades de E&P a qualquer outra parte), o governo federal brasileiro, representado pela PPSA ou pela ANP, deverá negociar conosco.

Se as partes não conseguirem chegar a um acordo dentro de um prazo estabelecido pela ANP, a agência determinará os termos e obrigações relacionados a essa unitização, com base em um relatório de peritos, e também informará essa determinação para nós e o terceiro ou o representante do governo federal brasileiro, conforme o caso. Até que o acordo de unitização seja aprovado pela ANP, as operações para o desenvolvimento e a produção desse reservatório precisam permanecer suspensas, exceto se houver autorização da ANP. A recusa de qualquer parte a celebrar o acordo de unitização resultará na devolução obrigatória da área sujeita ao processo de unitização ao governo federal brasileiro.

Extensões para áreas adjacentes foram identificadas e notificadas para a ANP em três dos seis blocos do Contrato de Cessão Onerosa. A ANP nos autorizou a continuar nossas atividades exploratórias e nos instruiu a começar a negociação dos acordos de unitização necessários com terceiros concessionários. Essas negociações estão sendo feitas para os três blocos, sem impacto na fase de desenvolvimento desses projetos.

Meio Ambiente

Somos obrigados a preservar o meio ambiente e a proteger o ecossistema na área sujeita ao Contrato de Cessão Onerosa, assim como a evitar danos para a fauna, a flora e os recursos naturais locais. Assumiremos a responsabilidade por danos ao meio ambiente resultantes das nossas operações, inclusive os custos relacionados às medidas de remediação.

Conteúdo Brasileiro

O Contrato de Cessão Onerosa exige que compremos uma proporção mínima de mercadorias e serviços de fornecedores brasileiros e que ofereçamos tratamento igual a esses fornecedores para competirem com empresas estrangeiras. A exigência de conteúdo brasileiro mínimo está incluída no Contrato de Cessão Onerosa e especifica alguns equipamentos, mercadorias e serviços, assim como diferentes níveis de conteúdo obrigatório, em conformidade com as diferentes fases e períodos de atividades no âmbito do Contrato de Cessão Onerosa. A exigência de conteúdo brasileiro mínimo é de 37% para a fase de exploração. Para o período de desenvolvimento, é de (i) 55% para os períodos de desenvolvimento com início da produção em 2016, (ii) 58% para os períodos de desenvolvimento com início da produção entre 2017 e 2019 e (iii) 65% para os períodos de desenvolvimento com início da produção a partir de 2020. Apesar das porcentagens mínimas estabelecidas para os prazos de cada período de desenvolvimento, a porcentagem global média de conteúdo brasileiro no período de desenvolvimento deverá ser de 65%, no mínimo. Se não cumprirmos as obrigações de conteúdo brasileiro, poderemos estar sujeitos a multas impostas pela ANP. O Contrato de Cessão Onerosa permite que a ANP conceda isenções das exigências de conteúdo local em casos em que alguma das necessidades operacionais da área do Contrato de Cessão Onerosa (em termos de tecnologia, preço e tempo) não possa ser satisfeita por fornecedores locais.

Royalties e Despesas com Pesquisa e Desenvolvimento

Ao de começarmos a produção comercial em cada campo, seremos obrigados a pagar *royalties* mensais de 10% da produção de petróleo e gás natural. Segundo o Contrato de Cessão Onerosa, também somos obrigados a investir 0,5% das nossas receitas brutas anuais da produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos em atividades de pesquisa e desenvolvimento relacionadas à energia e a questões ambientais sendo realizadas em universidades e instituições nacionais de pesquisa e desenvolvimento técnico, públicas ou privadas, previamente registradas com a ANP para esse fim.

Disposições Diversas

- Não deveremos transferir nossos direitos no âmbito do Contrato de Cessão Onerosa.
- O Contrato de Cessão Onerosa deverá cessar em caso de (i) produção do volume máximo de barris de equivalente em petróleo, conforme especificado no Contrato de Cessão Onerosa; (ii) fim da vigência; ou (iii) mediante pedido da ANP, caso não observemos o período de cura estabelecido pela ANP em relação à violação de uma obrigação que seja relevante para a continuação das operações em cada bloco. Esse período de cura não poderá ser inferior a 90 dias, exceto em casos de emergência extrema.
- Nós e o governo federal brasileiro seremos dispensados da realização das atividades estabelecidas no Contrato de Cessão Onerosa somente em casos de força maior, que incluem, entre outras coisas, atrasos na obtenção de uma licença ambiental, desde que esse atraso seja atribuível somente à autoridade ambiental relevante.

- O Contrato de Cessão Onerosa é regido pela legislação brasileira.
- Nós e o governo federal brasileiro envidaremos nossos melhores esforços para resolver disputas amigavelmente. Caso não consigamos fazer isso, poderemos submeter as disputas à avaliação arbitral da Advocacia-Geral da União Federal, que poderá chamar peritos independentes para abordar assuntos técnicos, ou iniciar um processo judicial no Tribunal Federal situado em Brasília, no Brasil.

Produção Adicional nas Áreas do Contrato de Cessão Onerosa

Em junho de 2014, o CNPE promulgou a Resolução Nº 1, que estabeleceu que a Petrobras poderia ser contratada diretamente pelo governo federal brasileiro, no âmbito de um regime de partilha de produção, para produzir o volume de petróleo, gás natural e hidrocarbonetos fluidos de algumas áreas designadas do Contrato de Cessão Onerosa que excede a produção máxima originalmente pactuada para tais áreas designadas segundo o Contrato de Cessão Onerosa. Entretanto, em novembro de 2014, o TCU determinou que a celebração desses contratos de partilha de produção pode ser negociada somente depois que todos os parâmetros para a negociação do processo de revisão do Contrato de Cessão Onerosa forem pactuados entre o governo federal brasileiro e nós.

Contratos de Partilha de Produção

- Primeiro Contrato de Partilha de Produção – 1ª Rodada de Licitação de Partilha de Produção

Em 02 de dezembro de 2013, após um leilão público realizado em 21 de outubro de 2013, um consórcio formado por nós (com participação de 40%), a Shell (com participação de 20%), a Total (com participação de 20%), a CNOOC (com participação de 10%) e a CNOOC (com participação de 10%) (o “Consórcio de Libra”) celebrou um contrato de partilha de produção com o governo federal brasileiro, que detém 41,65% do óleo-lucro do Consórcio de Libra, a ANP (como reguladora e supervisora) e a PPSA (como administradora do contrato), em conformidade com a Lei Nº 12.304/2010 (o “Primeiro Contrato de Partilha de Produção”). No âmbito do primeiro Contrato de Partilha de Produção, o Consórcio de Libra recebeu os direitos e obrigações para operar e explorar uma área estratégica do pré-sal conhecida como bloco de Libra, situada nas águas ultraprofundas da Bacia de Santos. Este foi o primeiro contrato de partilha de produção de petróleo e gás assinado no Brasil conforme a Lei 12.351/2010, que implementou, no país, um novo regime para a exploração e a produção de petróleo e gás na área do pré-sal e em áreas estratégicas. Esse regime coexiste com o regime de concessão (sujeito à Lei Nº 9.478/1997), aplicado às áreas que não são do pré-sal, e com o contrato de cessão onerosa, regulamentado conforme a Lei Nº 12.276/2010. Para obter mais informações sobre a Lei 12.351/2010, consulte o Item 4. “Informações sobre a Empresa – Regulamentação do Setor de Petróleo e Gás no Brasil – Regime do Contrato de Partilha de Produção para Áreas Potencialmente Estratégicas e Não Licenciadas do Pré-sal”. Consulte também o Apêndice 2.48 para ver uma tradução para o inglês do Contrato de Partilha de Produção.

- Segundo e Terceiro Contratos de Partilha de Produção – 2ª e 3ª Rodadas de Licitação de Partilha de Produção

Em 27 de outubro de 2017, adquirimos, em parceria com outras três petrolíferas internacionais, três blocos *offshore* na 2ª e na 3ª rodadas de licitação de partilha de produção, promovidas pela ANP, e seremos o operador de todos os blocos (“Segundo e Terceiro Contratos de Partilha de Produção” e, juntamente com o Primeiro Contrato de Partilha de Produção, os “Contratos de Partilha de Produção”).

No regime de partilha de produção, o consórcio repassa ao governo uma porcentagem do chamado “óleo-lucro”, que é aplicada à produção total descontada dos volumes correspondentes aos custos e *royalties* da produção. A oferta de óleo-lucro ao governo federal brasileiro é o único critério que a ANP adotou para determinar o lance vencedor; o valor fixo do bônus de assinatura, o programa exploratório mínimo e os compromissos de conteúdo local já haviam sido estabelecidos pelo edital de licitação.

A tabela a seguir resume os blocos que adquirimos, em parceria, na 2ª e na 3ª Rodadas de Licitação no sistema de partilha de produção:

Área	Composição do consórcio	Bonificação da Petrobras, (R\$, em milhões)	Excedente em óleo-lucro (%)
Entorno de Sapinhoá	Petrobras (45%) Shell (30%) Repsol Sinopec (25%)	90	80,00
	Petrobras (40%) BP (40%) CNODC (20%)	800	76,96
Alto de Cabo Frio Central	Petrobras (50%) BP (50%)	250	75,86

Nós e nossos parceiros, juntamente com a ANP, a PPSA e o governo federal brasileiro, assinamos o Segundo e o Terceiro Contratos de Partilha de Produção com a ANP para a exploração e a produção de petróleo e gás natural em 31 de janeiro de 2018.

Termos Básicos

Finalidade. A finalidade dos Contratos de Partilha de Produção é exercer e administrar os direitos de exploração e produção das reservas de petróleo e gás nos blocos. Em conformidade com a Lei Nº 12.351/2010, recentemente modificada pela Lei 13.365/2016, a Petrobras tem a opção de exercer o direito de preferência de ser a operadora das futuras áreas a serem oferecidas para licitação no âmbito do regime de partilha de produção e ter uma participação de 30% nelas. Por conseguinte, não temos mais a obrigação de ser a operadora exclusiva das atividades de exploração e produção no âmbito desse regime.

Comitê Operacional. Os Consórcios de partilha de produção são administrados por um Comitê Operacional em que a Petrobras, seus parceiros e a PPSA participam, onde a PPSA representa os interesses do governo federal brasileiro. A PPSA não investirá nos blocos, mas detém 50% dos direitos de voto do Comitê Operacional e também tem voto decisivo e poderes de veto, conforme definido nos Contratos de Partilha de Produção.

Riscos, Custos e Compensação. Todas as atividades de exploração, desenvolvimento e produção no âmbito dos Contratos de Partilha de Produção serão realizadas às expensas e riscos dos membros do Consórcio. Para descobertas comerciais de petróleo bruto e/ou gás natural nos blocos, o Consórcio terá o direito de recuperar, mensalmente, (i) uma parcela da produção de petróleo e gás no bloco correspondente às suas despesas de *royalties* e (ii) o “custo-óleo” correspondente aos custos contraídos (que é o valor associado aos gastos de capital contraídos e aos custos operacionais das atividades de exploração e produção do Consórcio), sujeito às condições, proporções e termos estabelecidos nos Contratos de Partilha de Produção. Além disso, para cada descoberta comercial, o consórcio tem o direito de receber, mensalmente, sua parcela de “óleo-lucro”, conforme definido nos Contratos de Partilha de Produção.

Duração

A vigência dos Contratos de Partilha de Produção é de 35 anos.

Fases

Nossas atividades no âmbito dos Contratos de Partilha de Produção dividem-se em duas fases:

Fase de exploração. Esta fase inclui atividades de avaliação com a finalidade de determinar a comercialidade de descobertas de petróleo bruto e gás natural. A fase de exploração começou com a celebração dos Contratos de Partilha de Produção e terminará, para cada descoberta, após a declaração de comercialidade.

Teremos quatro anos (que poderão ser prorrogados mediante aprovação prévia da ANP, de acordo com os termos e condições estabelecidos nos Contratos de Partilha de Produção) para realizar o programa de trabalho mínimo e outras atividades aprovadas pela ANP e previstas nos Contratos de Partilha de Produção.

Fase de Produção. A fase de produção para cada descoberta específica começa na data da declaração de comercialidade feita pelo Consórcio para a ANP e prossegue até o término dos Contratos de Partilha de Produção. É composta por um período de desenvolvimento durante o qual realizaremos atividades conforme um plano de desenvolvimento aprovado pela ANP. Teremos um período de cinco anos, a contar da data da declaração de comercialidade, para começar a produção do bloco de Libra.

Programa de Trabalho Mínimo

Durante a fase de exploração, somos obrigados a fazer um programa de trabalho mínimo, conforme especificado nos Contratos de Partilha de Produção. Poderemos realizar outras atividades fora do âmbito do programa de trabalho mínimo, desde que elas sejam aprovadas pela ANP.

Unitização

Um reservatório coberto por um bloco atribuído a nós nos Contratos de Partilha de Produção poderá se estender a áreas adjacentes fora do referido bloco. Nesse caso, precisamos notificar a ANP imediatamente após identificar a extensão. Seremos impedidos de realizar as atividades de desenvolvimento e produção dentro desse bloco até que tenhamos negociado um acordo de unitização com a concessionária ou empreiteiro contratado que tenha direitos sobre tal área adjacente, exceto se houver autorização da ANP. A ANP determinará o prazo para a celebração de um acordo de unitização entre as partes. Caso a área adjacente não tenha sido licitada (ou seja, não contratada para atividades de E&P a qualquer outra parte), o governo federal brasileiro, representado pela PPSA ou pela ANP, deverá negociar conosco.

Se as partes não conseguirem chegar a um acordo dentro de um prazo estabelecido pela ANP, a agência determinará os termos e obrigações relacionados a essa unitização, com base em um relatório de peritos, e também informará essa determinação para nós e o terceiro ou o representante do governo federal brasileiro, conforme o caso. Até que o acordo de unitização seja aprovado pela ANP, as operações para o desenvolvimento e a produção desse reservatório precisam permanecer suspensas, exceto se houver autorização da ANP. A recusa de qualquer parte a celebrar o acordo de unitização resultará na rescisão dos Contratos de Partilha de Produção e na devolução obrigatória da área sujeita ao processo de unitização ao governo federal brasileiro.

Meio Ambiente

Somos obrigados a preservar o meio ambiente e a proteger o ecossistema na área sujeita aos Contratos de Partilha de Produção, assim como a evitar danos para a fauna, a flora e os recursos naturais locais. Assumiremos a responsabilidade por danos ao meio ambiente resultantes das nossas operações, inclusive os custos relacionados às medidas de remediação.

Conteúdo Brasileiro

Os Contratos de Partilha de Produção exigem que compremos uma proporção mínima de mercadorias e serviços de fornecedores brasileiros e que ofereçamos tratamento igual a esses fornecedores para competirem com empresas estrangeiras. A exigência de conteúdo brasileiro mínimo está inclusa nos Contratos de Partilha de Produção e especifica alguns equipamentos, mercadorias e serviços, assim como diferentes níveis de conteúdo obrigatório, em conformidade com as diferentes fases e períodos de atividades no âmbito dos Contratos de Partilha de Produção. Existe uma exigência de conteúdo brasileiro mínimo para a fase de exploração e para o período de desenvolvimento. Se não cumprirmos as obrigações de conteúdo brasileiro, poderemos estar sujeitos a multas impostas pela ANP. O Contrato de Partilha de Produção de Libra permite que a ANP conceda isenções das exigências de conteúdo local em casos em que alguma das necessidades operacionais do Consórcio de Libra (em termos de tecnologia, preço e tempo) não possa ser satisfeita por fornecedores locais. Em 2016, o Consórcio de

Libra solicitou à ANP uma dispensa do compromisso de conteúdo local a respeito da unidade de produção estacionária, em virtude da incapacidade dos fornecedores de cumprir as exigências de conteúdo local e respeitar os prazos desejados. Em 2017, a ANP decidiu dispensar o Consórcio de Libra do cumprimento das exigências de conteúdo local para todos os itens do casco e alguns itens das fábricas (à exceção de itens de engenharia básica e alguns itens adicionais), além de ajustar os compromissos mínimos para outros itens necessários para a construção, a instalação e a integração de módulos nas fábricas. De acordo com a Resolução Nº 7, promulgada pelo CNPE, de abril de 2017, a porcentagem da exigência de conteúdo local foi reduzida na 3ª rodada de licitação, no âmbito do regime de partilha de produção; a possibilidade de dispensa foi excluída.

Royalties e Despesas com Pesquisa e Desenvolvimento

Ao começarmos a produção em cada campo, os membros do Consórcio (à exceção da PPSA) serão obrigados a pagar *royalties* mensais de 15% da produção de petróleo e gás natural, a serem recuperados de uma parcela da produção de petróleo e gás no bloco. Todos os membros dos Consórcios (à exceção da PPSA) também serão obrigados a investir 1,0% das receitas brutas anuais da produção de petróleo bruto e gás natural, no âmbito do Contrato de Partilha de Produção, em atividades de pesquisa e desenvolvimento relacionadas aos setores de petróleo, gás e biocombustível.

Disposições Diversas

- Podemos transferir nossos direitos e obrigações no âmbito do Contrato de Partilha de Produção.
- Todos os membros do Consórcio (à exceção da PPSA) têm o direito de preferência a respeito de uma possível cessão de direitos e obrigações a ser feita por qualquer outro membro do Consórcio (sem ser a PPSA).
- Os Contratos de Partilha de Produção deverão cessar nas seguintes circunstâncias: (i) vencimento dos termos; (ii) o programa de trabalho mínimo não foi concluído até o fim da Fase de Exploração; (iii) caso nenhuma descoberta comercial tenha sido feita até o fim da Fase de Exploração; (iv) se os membros do Consórcio (à exceção da PPSA) exercerem seus direitos de retirada durante a Fase de Exploração; (v) se o Consórcio se recusar a celebrar um acordo de individualização da produção depois que a ANP fizer essa determinação (com cessação completa ou parcial); e (vi) qualquer outra base descrita nos Contratos de Partilha de Produção.
- Qualquer violação do Contrato de Partilha de Produção ou de normas emitidas pela ANP poderá resultar em sanções e multas impostas pela ANP à parte relevante, em conformidade com a legislação aplicável e os termos dos Contratos de Partilha de Produção.
- Se, na opinião do governo federal brasileiro, uma violação dos Contratos de Partilha de Produção não tiver sido significativa, intencional ou decorrente de negligência, imprudência ou descuido, ou se ficar provado que o consórcio trabalhou de modo diligente para resolver tal violação, o governo federal brasileiro poderá, em vez de rescindir os Contratos de Partilha de Produção, propor que a ANP aplique sanções designadas às partes relevantes.
- A Petrobras e os outros membros do consórcio envidarão seus melhores esforços para resolver disputas amigavelmente. Caso não consigamos fazer isso, qualquer membro do consórcio poderá submeter a referida disputa ou controvérsia a uma arbitragem *ad hoc* seguindo as regras estabelecidas pela Comissão de Direito Comercial Internacional das Nações Unidas (UNCITRAL) ou, mediante consentimento das partes interessadas, à Câmara de Comércio Internacional (CCI) ou qualquer outra câmara de arbitragem de boa reputação. Se uma disputa envolver apenas entidades de administração pública, poderá ser submetida ao serviço de conciliação da Câmara de Conciliação e Arbitragem da Administração Federal (CCAF), sob a administração da Advocacia Geral da União (AGU). Em caso de disputa envolvendo direitos indisponíveis, as partes deverão submeter a disputa aos Tribunais Federais de Brasília, no Brasil.

- Os Contratos de Partilha de Produção são regidos pela legislação brasileira.

Para obter informações sobre nossos outros contratos significativos, consulte o Item 4. “Informações sobre a Empresa” e o Item 5. “Revisão e Prospectos Operacionais e Financeiros”.

Controles de Câmbio

Não existem restrições à propriedade de ações ordinárias ou preferenciais por pessoas físicas ou jurídicas residentes fora do Brasil.

O direito de converter pagamentos de dividendos e proventos da venda de ações em moeda estrangeira e de remeter tais quantias para fora do Brasil poderá estar sujeito a restrições da legislação que rege o investimento estrangeiro, que geralmente exige, entre outras coisas, o registro dos investimentos no Banco Central do Brasil. Se alguma restrição for imposta à remessa de capital estrangeiro ao exterior, isso poderia dificultar ou impedir que a Central Depositária – como custodiante das ações ordinárias e preferenciais representadas pelas ADSs – ou os titulares registrados que trocaram ADSs por ações ordinárias ou ações preferenciais, convertessem dividendos, distribuições ou os proventos de qualquer venda de tais ações ordinárias ou ações preferenciais, conforme o caso, em dólares norte americanos e remetessem os dólares norte americanos para o exterior.

De modo geral, os investidores estrangeiros poderão registrar seus investimentos na forma da Lei Nº 4.131/1962 (investimento estrangeiro direto) ou da Resolução CMN Nº 4.373 (investimentos de carteira em mercado regulado, como bolsas de valores). O registro no âmbito da Resolução CMN Nº 4.373 proporciona um tratamento fiscal mais favorável a investidores estrangeiros que não são residentes em paraísos fiscais, conforme definido pela legislação tributária brasileira. Consulte “– Tributação Relacionada às Nossas ADSs e Ações Ordinárias e Preferenciais – Considerações sobre os Tributos Brasileiros”.

Segundo a Resolução CMN Nº 4.373, os investidores estrangeiros poderão investir em quase todos os ativos financeiros e participar de quase todas as transações disponíveis nos mercados financeiros e de capitais do Brasil, desde que determinadas exigências sejam cumpridas. Em conformidade 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, residentes ou com sede no exterior.

Segundo a Resolução CMN Nº 4.373, um investidor estrangeiro precisa:

- (i) indicar pelo menos um representante no Brasil com poderes para realizar ações associadas aos seus investimentos;
- (ii) registrar-se como investidor estrangeiro junto à CVM;
- (iii) indicar pelo menos um custodiante autorizado no Brasil para seus investimentos; e
- (iv) registrar todas os seus investimentos em carteira no Brasil, por meio do seu representante, junto ao Banco Central do Brasil.

Os valores mobiliários e outros ativos financeiros detidos por investidores estrangeiros, na forma da Resolução CMN Nº 4.373, precisam 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 valores mobiliários detidos na forma da Resolução CMN Nº 4.373 e da ICVM Nº 560/2015 precisa ser feita em bolsas de valores ou por meio de mercados de balcão organizados licenciados pela CVM, à exceção de transferências resultantes de transações envolvendo fusão, cisão, incorporação, reorganizações societárias, permutas de ações ou transferência resultante de legado ou herança.

O Anexo II da Resolução CMN Nº 4.373 prevê a emissão de recibos de depositário em mercados estrangeiros associados a ações de emissores brasileiros. O depositário dos ADSs obteve, do Banco Central do

Brasil, um certificado eletrônico de registro associado ao nosso programa de ADR. Conforme o registro, o custodiante e o depositário serão capazes de converter em moeda estrangeira os dividendos e outras distribuições associados às ações representadas por ADSs e remeter os proventos para fora do Brasil.

Caso um titular de ADSs troque esses ADSs pelas ações ordinárias ou preferenciais que os embasam, ele será obrigado a obter um registro de investidor estrangeiro no Brasil, em conformidade com a Resolução CMN Nº 4.373 (Anexo I), indicando um representante local e obtendo um certificado de registro do Banco Central do Brasil. Se essas medidas não forem adotadas, o titular poderá ficar incapaz de converter em moeda estrangeira os proventos da alienação das ações relevantes, ou as distribuições a elas relacionadas, e remeter os proventos para fora do Brasil. Ademais, o titular poderá ser submetido a um tratamento tributário menos favorável no Brasil do que um titular de ADSs. Além disso, se o investidor estrangeiro residir em um “paraíso fiscal”, ele também estará sujeito a um tratamento tributário menos favorável. Consulte o Item 3. “Informações Principais – Fatores de Risco – Riscos Relacionados às Nossas Ações e Títulos de Dívida” e “– Tributação Relacionada às Nossas ADSs e Ações Ordinárias e Preferenciais – Considerações sobre os Tributos Brasileiros”.

Tributação Relacionada às Nossas ADSs e Ações Ordinárias e Preferenciais

O resumo a seguir contém uma descrição das considerações significativas sobre o imposto de renda federal do Brasil e dos Estados Unidos que poderão ser relevantes para a compra, a titularidade e a alienação de ações ou ADSs preferenciais ou ordinárias por um titular. Este resumo não descreve consequências fiscais decorrentes das leis de qualquer estado, município ou jurisdição fiscal à exceção do Brasil e dos Estados Unidos.

O resumo baseia-se nas leis tributárias do Brasil e dos Estados Unidos que estão em vigor na data deste relatório anual, as quais estão sujeitas a alterações (possivelmente com efeito retroativo). Este resumo também se baseia nas declarações do depositário e na premissa de que as obrigações no contrato de depósito e em todos os documentos relacionados serão cumpridas em conformidade com seus respectivos termos.

Esta descrição não é uma descrição abrangente das considerações fiscais que poderão ser relevantes para qualquer investidor específico, inclusive considerações fiscais decorrentes de regras que são geralmente aplicáveis a todos os contribuintes ou a determinadas classes de investidores ou de regras que se pressupõe, de modo geral, que os investidores conheçam. Os compradores em potencial de ADSs ou ações ordinárias ou preferenciais devem consultar seus próprios consultores fiscais a respeito das consequências fiscais da aquisição, titularidade e alienação de ADSs ou ações ordinárias ou preferenciais.

Não existe nenhum tratado de imposto de renda entre os Estados Unidos e o Brasil. Nos últimos anos, as autoridades fiscais do Brasil e dos Estados Unidos participaram de discussões que poderão culminar nesse tratado. Não podemos prever, no entanto, se ou quando um tratado entrará em vigor ou como ele afetará os titulares de ADSs ou ações ordinárias ou preferenciais dos Estados Unidos.

Considerações sobre os Impostos Brasileiros

Geral

A discussão a seguir resume as consequências fiscais brasileiras significativas da aquisição, titularidade e alienação das ADSs ou ações preferenciais ou ordinárias, conforme o caso, por um titular que não é considerado residente no Brasil para fins da tributação brasileira, também chamado de titular não residente brasileiro.

Segundo as leis brasileiras, investidores (titulares não residentes brasileiros) poderão investir nas ações preferenciais ou ordinárias conforme a Resolução CMN Nº 4.373 ou no âmbito da Lei Nº 4.131/1962. As regras da Resolução CMN Nº 4.373 autorizam os investidores estrangeiros a investir em quase todos os instrumentos e participar de quase todas as transações disponíveis nos mercados financeiros e de capitais do Brasil, desde que determinadas exigências sejam cumpridas. Em conformidade 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, residentes ou com sede no exterior.

Em conformidade com essa regra, os investidores estrangeiros precisam: (i) indicar pelo menos um representante no Brasil com poderes para realizar as ações relacionadas ao seu investimento estrangeiro (como registro e manutenção de registros atualizados de todas as transações junto ao Banco Central do Brasil); (ii) preencher o formulário adequado de registro de investidor estrangeiro; (iii) registrar-se como investidor estrangeiro na CVM; e (iv) registrar o investimento estrangeiro com o Banco Central do Brasil.

Os valores mobiliários e outros ativos financeiros detidos por investidores estrangeiros, segundo a Resolução CMN Nº 4.373, precisam ser registrados ou mantidos em contas de depósito ou sob a custódia de uma entidade devidamente licenciada pela CVM. Além disso, a negociação de valores mobiliários restringe-se a transações realizadas nas bolsas de valores ou mercados de balcão organizados, autorizados pela CVM.

Tributação de Dividendos

De modo geral, os dividendos pagos por nós, inclusive dividendos de ações e outros dividendos pagos em propriedade ao depositário a respeito das ADSs, ou a um titular não residente brasileiro a respeito das ações preferenciais ou ordinárias, não estão sujeitos à retenção de imposto de renda na fonte no Brasil, desde que esses valores estejam relacionados a lucros gerados depois de 1º de janeiro de 1996.

Aos nossos acionistas (inclusive titulares não residente brasileiros de ADSs ou ações ordinárias ou preferenciais), precisamos pagar juros sobre o valor de dividendos a recolher para eles, atualizados à taxa SELIC, desde o término de cada exercício fiscal até a data do pagamento efetivo de tais dividendos. Esses pagamentos de juros são considerados como rendimento fixo e estão sujeitos à retenção de imposto de renda na fonte a taxas variáveis, dependendo da duração do período de acréscimo de juros. A alíquota varia de 15%, em caso de juros acumulados para um período superior a 720 dias, 17,5%, em caso de juros acumulados para um período entre 361 e 720 dias, 20% em caso de juros acumulados para um período entre 181 e 360 dias, a 22,5% em caso de juros acumulados para um período de até 180 dias. Todavia, a alíquota aplicável de retenção de imposto de renda na fonte sobre os juros é de 15% em caso de titular não residente brasileiro de ADSs ou titular direto de ações ordinárias ou preferenciais que não é residente ou domiciliado em um país ou outra jurisdição que não imponha imposto de renda ou o imponha a uma alíquota máxima de imposto de renda inferior a 17% (uma jurisdição com Imposto Baixo ou Nulo) ou, de acordo com a posição das autoridades fiscais brasileiras, um país ou outra jurisdição onde a legislação local não permita o acesso a informações relacionadas à composição acionária das pessoas jurídicas, à sua titularidade ou à identidade do beneficiário efetivo do rendimento atribuído aos acionistas (a Regra da Falta de Transparência). Consulte “– Elucidações sobre Titulares Não Brasileiros Residentes ou Domiciliados em uma Jurisdição com Imposto Baixo ou Nulo”.

Tributação de Juros Sobre Capital Próprio

Qualquer pagamento de juros sobre capital próprio a titulares de ADSs ou ações preferenciais ou ordinárias, sejam eles residentes brasileiros ou não, está sujeito à retenção de imposto de renda na fonte no Brasil à alíquota de 15% no momento em que registrarmos tal passivo, independentemente de o pagamento efetivo já ter sido efetuado ou não. Consulte “– Memorando e Contrato Social – Pagamento de Dividendos e Juros Sobre Capital Próprio”. No caso de não residentes brasileiros que residem em Jurisdição com Imposto Baixo ou Nulo (inclusive, na opinião das autoridades brasileiras, jurisdições às quais a Regra da Falta de Transparência se aplica), a alíquota aplicável de retenção de imposto de renda na fonte é de 25%. Consulte “– Elucidações sobre Titulares Não Brasileiros Residentes ou Domiciliados em uma Jurisdição com Imposto Baixo ou Nulo”. O pagamento de juros a respeito da atualização das distribuições registradas pela taxa SELIC, que é aplicável a pagamentos de dividendos, aplica-se também aos pagamentos de juros sobre capital próprio. Nosso Conselho de Administração é responsável por determinar se faremos ou não distribuições na forma de juros sobre capital próprio ou na forma de dividendos, no momento em que as distribuições devem ser feitas. Não podemos estipular como nosso Conselho de Administração fará essas determinações em relação às distribuições futuras.

Tributação dos Ganhos

Para os fins da tributação brasileira sobre ganhos de capital, dois tipos de titulares não residentes brasileiros precisam ser considerados: (i) titulares não residentes brasileiros de ADSs, ações preferenciais ou ações ordinárias que não são residentes ou domiciliados em Jurisdição com Imposto Baixo ou Nulo e que, no caso de ações preferenciais ou ordinárias, registraram-se perante o Banco Central do Brasil e a CVM, em conformidade com a Resolução CVM Nº 4.373; e (ii) qualquer outro titular não residente brasileiro, inclusive titulares não residentes brasileiros que investem no Brasil sem ser em conformidade com a Resolução CVM Nº 4.373 (inclusive registro no âmbito da Lei Nº 4.131/1962) e que são residentes ou domiciliados em Jurisdição com Imposto Baixo ou Nulo. Consulte “– Elucidações sobre Titulares Não Brasileiros Residentes ou Domiciliados em uma Jurisdição com Imposto Baixo ou Nulo”.

De acordo com a Lei Nº 10.833/2003, os ganhos de capital realizados com a alienação de ativos situados no Brasil por titulares não residentes brasileiros, seja ou não para outros residentes e tendo ocorrido fora ou dentro do Brasil, poderão estar sujeitos à tributação no Brasil. A respeito da alienação de ações ordinárias ou preferenciais, por serem ativos situados no Brasil, o titular não residente brasileiro poderá estar sujeito a imposto de renda sobre os ganhos realizados, seguindo as regras descritas abaixo, independentemente de as transações serem realizadas no Brasil ou com um residente brasileiro. Entendemos que as ADSs não se encaixam na definição de ativos situados no Brasil para os fins dessa lei; no entanto, não há nenhuma pronúncia de autoridades fiscais ou decisão judicial a esse respeito. Não somos, portanto, capazes de prever se esse entendimento prevalecerá nos tribunais brasileiros.

Embora existam bases para sustentar algo em contrário, o depósito de ações preferenciais ou ordinárias em troca de ADSs poderá estar sujeito à tributação brasileira sobre ganhos de capital se o custo de aquisição das ações preferenciais ou ordinárias for menor que o preço médio por ação preferencial ou ordinária.

A diferença entre o custo de aquisição e o preço de mercado das ações preferenciais ou ordinárias será considerada como ganho de capital realizado sujeito à tributação, como descrito abaixo. Existem bases para sustentar que essa tributação não é aplicável de titulares não residentes brasileiros registrados segundo as regras da Resolução CMN Nº 4.373 e não residentes ou domiciliados em uma Jurisdição com Imposto Baixo ou Nulo.

A retirada das ADSs em troca de ações preferenciais ou ordinárias não deve ser considerada como causadora de um ganho de capital sujeito ao imposto de renda brasileiro, desde que, no momento do recebimento das ações preferenciais ou ordinárias subjacentes, o titular não residente brasileiro cumpra o procedimento de registro junto ao Banco Central do Brasil, conforme descrito abaixo em “Capital Registrado”.

Os ganhos de capital realizados por um titular não residente brasileiro com a venda ou a alienação de ações preferenciais ou ordinárias realizada em uma bolsa de valores brasileira (o que inclui transações realizadas no mercado de balcão organizado) estão:

- isentos de imposto de renda quando o titular não residente brasileiro (i) tiver registrado seu investimento em conformidade com a Resolução CMN Nº 4.373 e (ii) não for residente ou domiciliado em Jurisdição com Imposto Baixo ou Nulo;
- sujeitos a um imposto de renda a uma alíquota de 25%, em casos de ganhos realizados por um titular não brasileiro residente ou domiciliado em Jurisdição com Imposto Baixo ou Nulo ou jurisdição à qual se aplica a Regra da Falta de Transparência. Neste caso, uma retenção de imposto de renda na fonte a uma alíquota de 0,005% do valor da venda é cobrada sobre a transação, podendo ser deduzida do imposto de renda final devido sobre o ganho de capital; ou
- em todos os outros casos, inclusive caso de ganhos de capital realizados por titular não residente brasileiro que não está registrado em conformidade com a Resolução CMN Nº 4.373, sujeitos a imposto de renda a uma alíquota de 15%. Nestes casos, uma retenção de imposto de renda na fonte

a uma alíquota de 0,005% do valor da venda é cobrada sobre a transação, podendo ser deduzida do imposto de renda final devido sobre o ganho de capital.

Todos os ganhos de capital realizados com a alienação de ações preferenciais ou ordinárias realizada fora da bolsa de valores do Brasil estão sujeitos a imposto de renda à alíquota de 15% ou de 25%, em caso de ganhos realizados por um titular não residente brasileiro domiciliado ou residente em uma Jurisdição com Imposto Baixo ou Nulo ou jurisdição à qual se aplica a Regra de Falta de Transparência. Nesse último caso, para os ganhos de capital relacionados a transações realizadas no mercado de balcão não organizado brasileiro com intermediação, a retenção de imposto de renda na fonte de 0,005% também será aplicada e pode ser deduzida do imposto de renda final sobre o ganho de capital.

No caso de resgate de ADSs ou ações preferenciais ou ordinárias ou de uma redução de capital social feita por nós, a diferença positiva entre o valor recebido pelo titular não brasileiro e o custo de aquisição das ADSs ou ações preferenciais ou ordinárias resgatadas ou reduzidas é tratada como ganho de capital derivado da venda ou troca de ações não efetuada em uma bolsa de valores do Brasil e, portanto, estará geralmente sujeita a um imposto de renda à alíquota de 15% ou 25%, conforme o caso. Consulte “– Elucidações sobre Titulares Não Brasileiros Residentes ou Domiciliados em uma Jurisdição com Imposto Baixo ou Nulo”.

O exercício de direitos de preferência relacionados às ações preferenciais ou ordinárias não estará sujeito à tributação brasileira. O ganho sobre a venda ou cessão de direitos de preferência estará sujeito à tributação de renda brasileira, de acordo com as mesmas regras aplicáveis à venda ou à alienação de ações preferenciais ou ordinárias.

Não é possível garantir que o tratamento preferencial atual de titulares não residentes brasileiros das ADSs e alguns titulares não residentes brasileiros das ações preferenciais ou ordinárias no âmbito da Resolução CMN Nº 4.373 continuará sendo aplicado no futuro.

Regras Recentes Adicionais Sobre a Tributação dos Ganhos

Em 16 de março de 2016, o governo federal brasileiro converteu a Medida Provisória Nº 692 na Lei Nº 13.259, o que estabeleceu alíquotas progressivas de imposto de renda aplicáveis aos ganhos de capital derivados da alienação de ativos por indivíduos brasileiros. A Lei Nº 13.259 prevê novas alíquotas que variam de 15% a 22,5%, dependendo do valor do ganho reconhecido pelo indivíduo brasileiro, conforme segue: (i) 15% sobre ganhos não superiores a R\$ 5.000.000,00; (ii) 17,5% sobre ganhos superiores a R\$ 5.000.000,00 e não superiores a R\$ 10.000.000,00; (iii) 20% sobre ganhos superiores a R\$ 10.000.000,00 e não superiores a R\$ 30.000.000,00; e (iv) 22,5% sobre ganhos superiores a R\$ 30.000.000,00. Conforme a Seção 18 da Lei Nº 9.249/95, o tratamento fiscal aplicável aos ganhos de capital auferidos por indivíduos brasileiros também se aplica a ganhos de capital auferidos por não residentes brasileiros (exceto nos casos que permanecem sujeitos à aplicação das regras específicas, conforme explicado na Seção 149 da lei).

Elucidações sobre Titulares Não Brasileiros Residentes ou Domiciliados em uma Jurisdição com Imposto Baixo ou Nulo

A Lei Nº 9.779/1999 estabelece que, exceto em circunstâncias prescritas limitadas, o rendimento derivado de transações por uma pessoa residente ou domiciliada em uma Jurisdição com Imposto Baixo ou Nulo estará sujeito à retenção de imposto de renda na fonte à alíquota de 25%. Em geral, considera-se como Jurisdição com Imposto Baixo ou Nulo um país ou outra jurisdição que não impõe nenhum imposto de renda ou que impõe esse imposto a uma alíquota máxima inferior a 17%. Em determinadas circunstâncias, a Regra da Falta de Transparência também é levada em conta no momento de determinar se um país ou outra jurisdição é uma Jurisdição com Imposto Baixo ou Nulo. Além disso, a Lei Nº 11.727/2008 introduziu o conceito de “regime fiscal privilegiado”, que é definido como um regime fiscal que (i) não tributa o rendimento ou o tributa a uma alíquota máxima inferior a 17%; (ii) concede benefícios fiscais a pessoas físicas ou jurídicas não residentes (a) sem a exigência de realizar uma atividade econômica substancial no país ou outra jurisdição ou (b) contingente ao não exercício de uma atividade econômica substancial no país ou outra jurisdição; (iii) não tributa ou que tributa o rendimento de origem

estrangeira a uma alíquota máxima inferior a 17%; ou (iv) não oferece acesso a informações relacionadas à composição acionária, titularidade de ativos e direitos ou transações econômicas realizadas. Em nossa opinião, a melhor interpretação da Lei Nº 11.727/2008 é que o conceito de “regime fiscal privilegiado” será aplicado exclusivamente para fins das regras de preços de transferência em transações de exportação e importação, dedutibilidade para impostos de renda corporativos brasileiros e as regras de *thin capitalization* e, por conseguinte, geralmente não causaria impacto na tributação de um titular não residente brasileiro de ADSs ou ações preferenciais ou ordinárias, conforme discutido neste documento. No entanto, somos incapazes de determinar se o conceito de regime fiscal privilegiado também será aplicado no contexto das regras aplicáveis a Jurisdições com Imposto Baixo ou Nulo, embora as autoridades fiscais brasileiras pareçam concordar com nossa posição, tendo em vista as disposições do Manual do Imposto de Renda Retido na Fonte (MAFON – 2016), emitido pela Receita Federal brasileira.

Tributação de Transações Cambiais (IOF/Câmbio)

A legislação brasileira impõe o IOF/Câmbio à conversão de reais em moeda estrangeira e à conversão de moeda estrangeira em reais. Atualmente, para a maioria das transações cambiais de moeda estrangeira, a taxa de IOF/Câmbio é de 0,38%. No entanto, as transações cambiais relacionadas a entradas de fundos para o Brasil para investimentos feitos por investidores estrangeiros nos mercados financeiros e de capitais brasileiros geralmente estão sujeitas a uma taxa de IOF/Câmbio de zero por cento. As transações cambiais relacionadas a saídas de proventos do Brasil em relação a investimentos feitos por investidores estrangeiros nos mercados financeiros e de capitais brasileiros também estão sujeitas a uma taxa de IOF/Câmbio de zero por cento. Essa taxa de zero por cento aplica-se a pagamentos de dividendos e juros sobre capital próprio recebidos por investidores estrangeiros a respeito de investimentos nos mercados financeiros e de capitais brasileiros, como investimentos feitos por um titular não residente brasileiro, conforme previsto na Resolução CMN Nº 4.373. O poder executivo brasileiro poderá aumentar essas taxas a qualquer momento, até 25% do valor da transação cambial, mas não com efeito retroativo.

Tributação sobre Transações de Títulos e Valores Mobiliários (IOF/Títulos)

A legislação brasileira impõe IOF/Títulos às transações que envolvem ações, títulos e outros valores mobiliários, inclusive as realizadas em uma bolsa de valores do Brasil. A taxa de IOF/Títulos aplicável às transações que envolvem ações preferenciais ou ordinárias é zero, no momento. Todavia, o governo federal brasileiro poderá aumentar essa taxa, 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 uma bolsa de valores situada no Brasil, com a finalidade específica de apoiar a emissão de recibos de depositário negociados no exterior, foi reduzido de 1,5% para zero, em 24 de dezembro de 2013.

Outros Impostos Brasileiros

No Brasil, não há impostos de herança, doação ou sucessão aplicáveis à titularidade, transferência ou alienação de ADSs ou ações preferenciais ou ordinárias por um titular não residente brasileiro, à exceção dos impostos de doação e herança que são cobrados por determinados estados brasileiros sobre doações feitas ou heranças deixadas por um titular não residente brasileiro a pessoas físicas ou jurídicas residentes ou domiciliadas nesses locais. No Brasil, não há impostos ou tributos de selo, emissão, registro ou semelhantes a recolher por titulares de ADSs ou ações preferenciais ou ordinárias.

Capital Registrado

O valor de um investimento em ações preferenciais ou ordinárias detidas por um titular não brasileiro que obtém registro conforme a Resolução CMN Nº 4.373, ou pelo depositário que representa esse titular, é elegível para registro junto ao Banco Central do Brasil; esse registro permite a remessa para fora do Brasil de moeda estrangeira, convertida à taxa do mercado comercial, adquirida com os proventos de distribuições de tais ações

preferenciais ou ordinárias e os valores decorrentes das alienações delas. O valor registrado (“capital registrado”) para cada ação preferencial ou ordinária adquirida como parte da oferta internacional ou comprada no Brasil após a data da oferta, e depositada com o depositário, será equivalente ao seu preço de compra (em dólares norte americanos). O capital registrado referente a uma ação preferencial ou ordinária retirada após o resgate de um ADS será o equivalente, em dólares dos Estados Unidos, a:

- (a) o preço médio de uma ação preferencial ou ordinária na bolsa de valores brasileira em que o maior volume de tais ações foi negociado no dia do resgate; ou
- (b) caso nenhuma ação preferencial ou ordinária tenha sido negociada nesse dia, o preço médio na bolsa de valores brasileira em que o maior volume de ações preferenciais ou ordinárias foi negociado nas 15 sessões de negociação imediatamente precedentes à data desse resgate.

O valor em dólares norte americanos do preço médio das ações preferenciais ou ordinárias é determinado de acordo com a média das taxas de dólar comercial/real cotadas pelo sistema de informações do Banco Central do Brasil nessa data (ou, se o preço médio das ações preferenciais ou ordinárias for determinado conforme a segunda opção acima, o preço será determinado pelas taxas médias verificadas nas mesmas 15 sessões de negociação precedentes à data do resgate, conforme descrito acima).

Um titular não brasileiro de ações preferenciais ou ordinárias poderá estar sujeito a atrasos na realização desse registro, o que, por sua vez, poderá atrasar as remessas para o exterior. Um atraso como esse poderá afetar negativamente o valor, em dólares norte americanos, recebido pelo titular não brasileiro. Consulte o Item 3. “Informações Principais – Fatores de Risco – Riscos Relacionados às Nossas Ações e Títulos de Dívida”.

Considerações sobre o Imposto de Renda Federal nos Estados Unidos

Este resumo descreve as consequências significativas do imposto de renda federal dos Estados Unidos para a titularidade e a alienação de ADSs ou ações ordinárias ou preferenciais, de acordo com o Código Tributário Federal de 1986 dos Estados Unidos, inclusive alterações (o Código), sua história legislativa, as normas existentes e propostas do Erário dos Estados Unidos promulgadas nesse âmbito, as regras publicadas pelo Serviço de Arrecadação Interna (Internal Revenue Service, ou IRS) dos Estados Unidos e decisões judiciais, todos os quais estão em vigor na data deste documento e sujeitos a alterações ou interpretações divergentes, possivelmente com efeito retroativo. Este resumo não pretende ser uma descrição detalhada de todas as consequências fiscais que poderão ser relevantes para a decisão de manter ou alienar ADSs ou ações ordinárias ou preferenciais. Este resumo aplica-se somente a compradores de ADSs ou ações ordinárias ou preferenciais que detêm as ADSs ou ações ordinárias ou preferenciais como “ativos de capital” (em geral, propriedade detida para aplicação), mas não se aplica a classes especiais de titulares, tais como negociantes ou comerciantes de valores mobiliários ou moedas, titulares cuja moeda funcional não é o dólar dos Estados Unidos, titulares de 10% ou mais das nossas ações, medido por poder de voto ou valor (levando em conta as ações detidas diretamente ou por meio de acordos de depositário), organizações com isenção fiscal, parcerias ou parceiros relacionados, instituições financeiras, titulares responsáveis pelo imposto mínimo alternativo, comerciantes de valores mobiliários que optam por contabilizar sua aplicação em ADSs ou ações ordinárias ou preferenciais na base de *mark-to-market*, pessoas que realizam uma transação de venda construtiva a respeito de ADSs ou ações ordinárias ou preferenciais e pessoas que detêm ADSs ou ações ordinárias ou preferenciais em uma transação de *hedge* ou como parte de uma transação de *straddle* ou conversão.

CADA TITULAR DEVE CONSULTAR SEU PRÓPRIO CONSULTOR FISCAL SOBRE AS CONSEQUÊNCIAS FISCAIS GERAIS EM SUAS CIRCUNSTÂNCIAS ESPECIAIS, INCLUSIVE AS CONSEQUÊNCIAS NO ÂMBITO DE LEIS DIFERENTES DAS LEIS DE IMPOSTO DE RENDA FEDERAL DOS ESTADOS UNIDOS, PARA UMA APLICAÇÃO EM ADSs OU AÇÕES ORDINÁRIAS OU PREFERENCIAIS.

Nossas ações preferenciais serão tratadas como patrimônio líquido para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos. Em geral, um titular de uma ADS será tratado como o titular das ações ordinárias ou preferenciais representadas por essas ADSs para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos; nenhum

ganho ou perda será reconhecido em caso de troca de ADSs pelas ações ordinárias ou preferenciais representadas por essa ADS.

Nesta discussão, as referências a ADSs referem-se a ADs associadas a ações ordinárias e preferenciais; as referências a um “Titular dos Estados Unidos” são a um titular de ADS ou ação ordinária ou preferencial que:

- é indivíduo cidadão ou residente dos Estados Unidos;
- é uma empresa constituída sob as leis dos Estados Unidos, de qualquer estado dele ou do distrito de Colúmbia; ou
- está sujeito à tributação de renda federal dos Estados Unidos em base líquida a respeito das ações ou das ADSs.

Tributação de Distribuições

Um Titular dos Estados Unidos reconhecerá o rendimento de dividendos ordinários para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos em um valor equivalente ao valor de qualquer caixa e o valor de qualquer propriedade distribuído como dividendo, desde que essa distribuição seja paga com nossos ganhos e lucros atuais ou acumulados, conforme determinado para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos, quando tal distribuição for recebida pelo custodiante, ou pelo Titular dos Estados Unidos, no caso de um titular de ações ordinárias ou preferenciais. O valor de qualquer distribuição incluirá distribuições caracterizadas como juros sobre capital próprio e o valor do imposto brasileiro retido sobre o valor distribuído; o valor de uma distribuição paga em reais será medido por referência à taxa de câmbio para a conversão de reais em dólares dos Estados Unidos em vigor na data em que a distribuição for recebida pelo custodiante, ou por um Titular dos Estados Unidos, no caso de um titular de ações ordinárias ou preferenciais. Se o custodiante, ou Titular dos Estados Unidos, no caso de um titular de ações ordinárias ou preferenciais, não converter esses reais em dólares dos Estados Unidos na data em que os receber, será possível que o Titular dos Estados Unidos reconheça a perda ou ganho de moeda estrangeira, que seria uma perda ou ganho ordinário proveniente dos Estados Unidos, quando os reais forem convertidos em dólares dos Estados Unidos. Os dividendos pagos por nós não serão elegíveis para a dedução de dividendos recebidos permitida para sociedades por ações conforme o Código.

Sujeito a algumas exceções para posições cobertas e em curto prazo, o valor em dólares dos Estados Unidos dos dividendos recebidos por um Titular dos Estados Unidos não corporativo a respeito das ADSs geralmente estará sujeito à tributação a alíquotas preferenciais se os dividendos forem “dividendos qualificados”. Os dividendos pagos sobre as ADSs serão tratados como dividendos qualificados se (i) as ADSs forem prontamente negociáveis em um mercado estabelecido de valores mobiliários nos Estados Unidos e (ii) a Petrobras não tiver sido, no ano anterior ao ano em que o dividendo foi pago, e não for, no ano em que o dividendo foi pago, uma “empresa de investimento estrangeiro passivo”, conforme definido para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos (uma *passive foreign investment company*, ou PFIC). As ADSs estão listadas na NYSE e serão qualificadas como prontamente negociáveis em um mercado estabelecido de valores mobiliários nos Estados Unidos, desde que estejam listadas desse modo. Com base em nossas demonstrações contábeis auditadas e nos dados relevantes sobre o mercado e os acionistas, acreditamos que não devemos ser tratadas como uma PFIC para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos, a respeito do exercício fiscal de 2017 ou 2016. Além disso, com base em nossas demonstrações contábeis auditadas e nossas expectativas atuais sobre o valor e a natureza dos nossos ativos, as fontes e a natureza do nosso rendimento e os dados relevantes sobre o mercado e os acionistas, não acreditamos que nos tornaremos uma PFIC para o exercício fiscal de 2018. De acordo com a orientação existente, não está claro se os dividendos recebidos a respeito das ações serão tratados como dividendos qualificados, porque as ações propriamente ditas não estão listadas em uma bolsa dos Estados Unidos. Os Titulares dos Estados Unidos das nossas ADSs devem consultar seus próprios consultores fiscais a respeito da disponibilidade da alíquota reduzida dos dividendos à luz das suas circunstâncias específicas.

As distribuições a partir dos ganhos e lucros a respeito das ações ou ADSs geralmente serão tratadas como rendimento de dividendos de fontes fora dos Estados Unidos e como “rendimento de categoria passiva”

para fins de crédito fiscal estrangeiro dos Estados Unidos. Sujeita a algumas limitações, a retenção de imposto de renda na fonte no Brasil em associação a qualquer distribuição a respeito das ações ou ADSs poderá ser reivindicada como crédito com relação à obrigação de imposto de renda federal dos Estados Unidos de um Titular dos Estados Unidos ou, a critério do Titular dos Estados Unidos, esse imposto brasileiro retido na fonte poderá ser usado como dedução com relação aos rendimentos tributáveis (desde que o Titular dos Estados Unidos decida deduzir, em vez de creditar, todos os impostos sobre rendimentos estrangeiros pagos ou acumulados para o exercício fiscal relevante). Um crédito fiscal estrangeiro dos Estados Unidos não poderá ser permitido para o imposto brasileiro retido na fonte aplicado a respeito de determinadas posições cobertas ou de curto prazo em valores mobiliários ou a respeito de acordos em que o lucro econômico esperado de um Titular dos Estados Unidos não é substancial. Os Titulares dos Estados Unidos devem consultar seus próprios consultores fiscais acerca da disponibilidade do crédito fiscal estrangeiro dos Estados Unidos, inclusive a conversão de reais em dólares dos Estados Unidos para esses fins, à luz das suas circunstâncias específicas.

Normalmente, os titulares de ADSs que são sociedades por ações estrangeiras ou indivíduos estrangeiros não residentes (Titulares de Fora dos Estados Unidos) não estarão sujeitos ao imposto de renda federal dos Estados Unidos, inclusive o imposto retido na fonte, sobre distribuições relacionadas a ações ou ADSs que são tratadas como rendimento de dividendos para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos, exceto se tais dividendos estiverem efetivamente relacionados à realização, pelo titular, de uma negociação ou negócio nos Estados Unidos.

Os titulares de ações e ADSs devem consultar seus próprios consultores fiscais a respeito da disponibilidade da alíquota reduzida dos dividendos à luz das considerações discutidas acima e de suas circunstâncias específicas.

Tributação dos Ganhos de Capital

Em caso de venda ou outra alienação de uma ação ou ADS, um Titular dos Estados Unidos geralmente reconhecerá o ganho ou perda de capital proveniente dos Estados Unidos para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos, equivalente à diferença entre o valor realizado na alienação e a base fiscal do Titular dos Estados Unidos em tal ação ou ADS. Qualquer ganho ou perda será ganho ou perda de capital em longo prazo se as ações ou ADSs forem detidas há mais de um ano. Os Titulares de ações ou ADSs não corporativos dos Estados Unidos poderão ser elegíveis para uma alíquota preferencial de imposto de renda federal dos Estados Unidos a respeito de ganhos de capital de longo prazo. As perdas de capital poderão ser deduzidas do rendimento tributável, sujeito a algumas limitações. Para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos, tal alienação não resultaria em rendimento de fonte externa para um Titular dos Estados Unidos. Consequentemente, um Titular dos Estados Unidos poderá ser incapaz de utilizar o crédito fiscal estrangeiro associado aos impostos de renda brasileiros aplicados a tais ganhos, a menos que tal titular consiga utilizar o crédito com relação ao imposto dos Estados Unidos devido sobre outros rendimentos de fonte externa. Os Titulares dos Estados Unidos devem consultar seus próprios consultores fiscais acerca da disponibilidade do crédito fiscal estrangeiro dos Estados Unidos, inclusive a conversão de reais em dólares dos Estados Unidos para fins de aplicações em nossas ações ou ADSs.

Um Titular de Fora dos Estados Unidos não estará sujeito ao imposto de renda federal ou ao imposto retido na fonte dos Estados Unidos sobre o ganho realizado com a venda ou outra alienação de uma ação ou ADS, a menos que:

- esse ganho esteja efetivamente associado à realização, pelo titular, de uma negociação ou negócio nos Estados Unidos; ou
- esse titular for um indivíduo que esteja presente nos Estados Unidos há 183 dias ou mais no exercício fiscal da venda e se algumas outras condições forem cumpridas.

Declarações de Informações e Retenção de Reserva

O pagamento de dividendos sobre as – e os proventos da venda ou outro tipo de alienação das – ADSs ou ações ordinárias ou preferenciais para um Titular dos Estados Unidos dentro dos Estados Unidos (ou por meio de alguns intermediários financeiros relacionados nos Estados Unidos) geralmente estará sujeito a declarações de informações e poderá estar sujeito à “retenção de reserva”, exceto se o Titular dos Estados Unidos (i) for um beneficiário isento, e comprovar esse fato quando solicitado, ou (ii) fornecer, em tempo hábil, um número de identificação de contribuinte e comprovar que não ocorreu nenhuma perda de isenção da retenção de reserva e, ademais, cumprir as exigências aplicáveis das regras de retenção de reserva. A retenção de reserva não é um imposto adicional. O valor de qualquer retenção de reserva coletada de um pagamento a um Titular dos Estados Unidos será permitido como crédito com relação à obrigação de imposto de renda federal dos Estados Unidos do Titular dos Estados Unidos e poderá autorizá-lo a um reembolso, desde que as informações necessárias sejam fornecidas ao IRS em tempo hábil.

Os Titulares dos Estados Unidos devem consultar seus próprios consultores fiscais sobre as exigências de declarações adicionais que poderão surgir em decorrência da compra, retenção ou alienação das nossas ADSs ou ações ordinárias ou preferenciais.

Um Titular de Fora dos Estados Unidos geralmente estará isento dessas exigências de declarações de informações e do imposto de retenção de reserva, mas poderá ser obrigado a seguir alguns procedimentos de certificação e identificação a fim de estabelecer sua elegibilidade para tal isenção.

Ativos Financeiros Estrangeiros Especificados

Alguns Titulares dos Estados Unidos que possuem “ativos financeiros estrangeiros especificados” com valor agregado superior a US\$ 50.000 geralmente têm a obrigação de apresentar uma declaração de informações juntamente com seu imposto de renda, atualmente no Formulário 8938, a respeito de tais ativos. Os “ativos financeiros estrangeiros especificados” incluem as contas financeiras detidas em uma instituição financeira de fora dos Estados Unidos, assim como valores mobiliários emitidos por um emissor de fora dos Estados Unidos (o que incluiria nossas ADSs e ações ordinárias e preferenciais) que não estão detidos em contas mantidas por instituições financeiras. Limites de declaração mais elevados aplicam-se a alguns indivíduos que vivem no exterior e a alguns indivíduos casados. As normas estendem essa exigência de declaração a algumas entidades que são tratadas como formadas ou beneficiadas para deter participações diretas ou indiretas em ativos financeiros estrangeiros especificados, com base em alguns critérios objetivos. Os Titulares dos Estados Unidos que não declararem as informações necessárias poderiam estar sujeitos a penalidades substanciais. Os investidores em potencial devem consultar seus próprios consultores fiscais acerca da aplicação dessas regras à sua aplicação, inclusive a aplicação das regras às suas circunstâncias específicas.

Tributação Relacionada a Notas da PGF

O resumo a seguir contém uma descrição das considerações significativas sobre o imposto de renda federal do Brasil, dos Países Baixos, da União Europeia e dos Estados Unidos que poderão ser relevantes para a compra, a titularidade e a alienação de títulos de dívida da PGF. Este resumo não descreve consequências fiscais decorrentes das leis de qualquer estado, município ou jurisdição fiscal à exceção dos Países Baixos, do Brasil e dos Estados Unidos.

O resumo baseia-se nas leis tributárias dos Países Baixos, do Brasil e dos Estados Unidos que estão em vigor na data deste relatório anual, as quais estão sujeitas a alterações (possivelmente com efeito retroativo). Esta descrição não é uma descrição abrangente de todas as considerações fiscais que poderão ser relevantes para qualquer investidor específico, inclusive considerações fiscais decorrentes de regras geralmente aplicáveis a todos os contribuintes ou a determinadas classes de investidores ou que se pressupõe, de modo geral, que os investidores conheçam. Os compradores em potencial de notas devem consultar seus próprios consultores fiscais sobre as consequências fiscais da aquisição, titularidade e alienação das notas.

Não existe nenhum tratado fiscal para evitar a dupla tributação entre o Brasil e os Estados Unidos. Nos últimos anos, as autoridades fiscais do Brasil e dos Estados Unidos participaram de discussões que poderão culminar nesse tratado. Não podemos prever, no entanto, se ou quando um tratado entrará em vigor ou como ele afetará os Titulares de notas dos Estados Unidos.

Tributação dos Países Baixos

A seção a seguir descreve, de modo geral, algumas consequências fiscais significativas nos Países Baixos para titulares das notas em relação à aquisição, à titularidade e à alienação de notas em uma companhia dos Países Baixos. Esta seção não pretende descrever todas as possíveis consequências fiscais dos Países Baixos que poderão ser relevantes para um titular nem pretende lidar com todas as consequências fiscais aplicáveis a todas as categorias de investidores, algumas das quais poderão estar sujeitas a regras especiais. Dado seu caráter geral, este resumo geral deve, conseqüentemente, ser tratado com o devido cuidado.

Esta seção baseia-se nas leis fiscais dos Países Baixos, normas publicadas nesse âmbito e na jurisprudência autorizada publicada, todas as quais estão em vigor na data deste documento e todas as quais estão sujeitas a alterações ou interpretações divergentes, possivelmente com efeito retroativo. Nos pontos onde o texto faz referência aos Países Baixos, refere-se somente à parte do Reino dos Países Baixos situada na Europa.

Para fins de imposto dos Países Baixos, um titular de notas poderá incluir, sem limitação:

- um proprietário de uma ou mais notas, que, além da titularidade de tais notas, tem uma participação econômica nelas;
- uma pessoa física ou jurídica que possua a totalidade da participação econômica em uma ou mais notas;
- uma pessoa física ou jurídica que possua uma participação em uma entidade, como parceria ou fundo mútuo, que seja transparente para fins de imposto dos Países Baixos, cujos ativos incluem uma ou mais notas; e
- uma pessoa física ou jurídica que não tenha a titularidade jurídica das notas, mas à qual as notas são atribuídas com base no fato de tal pessoa física ou jurídica deter uma participação benéfica nas notas ou com base em disposições específicas estabelecidas por lei, inclusive disposições estabelecidas por lei conforme as quais as notas são atribuídas a um indivíduo que seja, ou que tenha herdado, direta ou indiretamente, as notas de uma pessoa que foi, testador, concedente ou originador semelhante de um fundo, fundação ou entidade semelhante que detenha as notas.

Os titulares das notas devem consultar seus próprios consultores fiscais a respeito das consequências da compra, incluindo, sem limitação, as consequências do recebimento de juros e da venda ou outro tipo de alienação de notas ou cupons. A discussão abaixo foi incluída apenas para fins informativos gerais.

Retenção de Imposto na Fonte nos Países Baixos

Todos os pagamentos de juros e do principal efetuados pela PGF no âmbito das notas podem ser dispensados de retenção ou dedução para impostos de qualquer natureza impostos, cobrados, retidos ou avaliados pelos Países Baixos ou qualquer subdivisão política ou autoridade tributária desse local, a menos que as notas se qualifiquem como patrimônio líquido da PGF para fins de imposto nos Países Baixos.

Impostos sobre Rendimentos e Ganhos de Capital

Esta seção não descreve as considerações fiscais para:

- titulares das notas se tais titulares e, no caso de uma pessoa física, seu cônjuge, alguns parentes consanguíneos ou por casamento em linha reta (inclusive filhos adotivos), tiverem uma participação substancial (*aanmerkelijk belang*) ou uma participação considerada substancial (*fictief aanmerkelijk belang*) na PGF segundo a Lei de Imposto de Renda dos Países Baixos de 2001 (*Wet inkomstenbelasting 2001*). De modo geral, um titular de notas tem uma participação substancial na PGF se tiver, direta ou indiretamente (e, no caso de uma pessoa física, sozinho ou juntamente com alguns parentes) (i) a titularidade de, o direito de adquirir a titularidade de ou alguns direitos sobre ações que representem 5% ou mais do capital emitido e em circulação total da PGF ou do capital emitido e em circulação de qualquer classe de ações da PGF; ou (ii) a titularidade de ou alguns direitos sobre certificados de participação de lucro (*winstbewijzen*) que estejam relacionados a 5% ou mais do lucro anual ou dos proventos de liquidação da PGF. Uma participação considerada substancial poderá surgir se uma participação substancial (ou parte dela) tiver sido alienada, ou se for considerada alienada, em base de não reconhecimento;
- fundos de pensão, instituições de aplicações (*fiscale beleggingsinstellingen*), instituições de aplicações isentas (*vrijgestelde beleggingsinstellingen*) (conforme definido na Lei de Imposto de Renda Corporativo dos Países Baixos de 1969 (*Wet op de vennootschapsbelasting 1969*)) e outras entidades que, no todo ou em parte, não estão sujeitas ou estão isentas do imposto de renda corporativo dos Países Baixos;
- titulares de valores mobiliários que são pessoas físicas e para os quais os valores mobiliários ou qualquer benefício derivado deles constituem uma remuneração ou são considerados como uma remuneração para atividades realizadas por esses titulares ou algumas pessoas físicas a eles relacionadas (conforme definido na Lei de Imposto de Renda Corporativo de 2001 dos Países Baixos).

Um titular de notas não estará sujeito a nenhum imposto dos Países Baixos sobre ganhos de capital ou rendimento a respeito das notas, inclusive ao imposto sobre qualquer pagamento efetuado no âmbito das notas ou a respeito de qualquer ganho realizado na alienação, alienação considerada, resgate ou troca das notas, desde que:

- esse titular não seja residente nem considerado residente dos Países Baixos;
- esse titular não tenha, nem se considere que ele tem, um empreendimento ou participação em um empreendimento que, no todo ou em parte, é efetivamente administrado nos Países Baixos ou realizado por meio de um estabelecimento (considerado) permanente (*vaste inrichting*) ou de um representante permanente (*vaste vertegenwoordiger*) nos Países Baixos e para o qual (o empreendimento ou parte dele) as notas sejam atribuíveis;
- se esse titular for uma pessoa física, os ganhos de capital ou rendimento não constituem “benefícios de atividades diversas nos Países Baixos” (*resultaat uit overige werkzaamheden* in Nederland), inclusive, sem limitação, atividades nos Países Baixos a respeito das notas que excedam a “administração normal de ativos” (normal, *actief vermogensbeheer*);
- Se tal titular for uma pessoa jurídica, o titular não terá direito a uma participação nos lucros de um empreendimento nem um direito conjunto ao patrimônio líquido de um empreendimento, que é efetivamente administrado nos Países Baixos, sem ser por meio de valores mobiliários e ao qual as notas são atribuíveis; e
- se tal titular for uma pessoa física, o titular não terá direito a uma participação nos lucros de um empreendimento que é efetivamente administrado nos Países Baixos, sem ser por meio de valores mobiliários e ao qual as notas são atribuíveis.

Um titular de notas não será tratado como residente dos Países Baixos somente por causa da execução, entrega e/ou aplicação dos seus direitos e obrigações em relação às notas, à emissão das notas ou ao cumprimento, pela PGF, de suas obrigações segundo as notas.

Impostos sobre Doação e Herança nos Países Baixos

Nenhum imposto sobre doação ou herança surgirá nos Países Baixos a respeito de uma aquisição ou aquisição considerada de notas na forma de doação por (ou em caso de falecimento de) um titular de notas que não é residente nem considerado residente para fins de imposto sobre herança e doação nos Países Baixos, exceto:

- em caso de doação das notas sob condição suspensiva por uma pessoa física que, na data da doação, não era residente nem considerada residente nos Países Baixos, se essa pessoa física for residente ou considerada residente nos Países Baixos na data de (i) cumprimento da condição ou (ii) seu falecimento e a condição da doação for cumprida após a data do seu falecimento; ou
- em caso de doação das notas por uma pessoa física que, na data da doação ou, no caso de uma doação sob condição suspensiva, na data do cumprimento da condição, não era residente nem considerada residente nos Países Baixos, se essa pessoa física falecer no prazo de 180 dias após a data da doação ou cumprimento da condição, enquanto era residente ou considerada residente nos Países Baixos.

Para fins de impostos sobre doação e herança nos Países Baixos, entre outros, uma pessoa que possui nacionalidade holandesa será considerada residente nos Países Baixos se ela tiver residido nos Países Baixos em qualquer momento durante os 10 anos precedentes à data da doação ou do seu falecimento. Além disso, para fins de imposto sobre doação nos Países Baixos, entre outros, uma pessoa que não possui nacionalidade holandesa será considerada residente nos Países Baixos se ela tiver residido nos Países Baixos em qualquer momento durante os doze meses precedentes à data da doação. Os tratados fiscais aplicáveis poderão substituir a residência considerada.

Imposto sobre o Faturamento

Nos Países Baixos, nenhum imposto sobre o faturamento surgirá a respeito de pagamentos em contraprestação pela emissão das notas ou a respeito de pagamentos, pela PGF, do principal, dos juros ou do prêmio (se houver) das notas.

Outros Impostos e Tributos

Não há nenhum imposto de registro ou outro imposto semelhante de natureza documental, como imposto de capital ou do selo, a recolher nos Países Baixos por ou em nome de um titular das notas em decorrência somente da compra, titularidade e alienação das notas.

FATCA

Conforme algumas disposições do Código Tributário Federal de 1986 dos Estados Unidos, normalmente chamado de FATCA, uma “**instituição financeira estrangeira**” poderá ser obrigada a reter na fonte alguns pagamentos efetuados (“**pagamentos estrangeiros sujeitos à retenção**”) a pessoas que não cumprem determinadas exigências de certificação, divulgação ou relacionadas.

Segundo a FATCA, titulares e beneficiários das notas poderão ser obrigados a fornecer, a uma instituição financeira na cadeia de pagamentos das notas, informações e documentação fiscal a respeito das suas identidades e, no caso de um titular que seja pessoa jurídica, as identidades dos seus proprietários diretos e indiretos; essas informações poderão ser comunicadas às autoridades fiscais relevantes, inclusive o IRS. Além disso, a partir de 1º de janeiro de 2019, as instituições financeiras por meio das quais os pagamentos são efetuados poderão ser obrigadas a reter impostos nos Estados Unidos a uma alíquota de 30% sobre “pagamentos estrangeiros sujeitos à retenção” (um termo ainda não definido) efetuados a um investidor que não fornecer informações suficientes para a instituição determinar se ele é uma pessoa dos Estados Unidos ou se deve ser tratado como detentor de uma “conta dos Estados Unidos” da instituição, o a um investidor que é ou detém as notas direta ou indiretamente por

meio de uma instituição financeira de fora dos Estados Unidos que não está em conformidade com a FACTA. Conforme uma regra de anterioridade, essa retenção de imposto na fonte não será aplicada a menos que as notas sejam emitidas ou significativamente modificadas após uma data seis meses posterior à data em que as Normas do Erário dos Estados Unidos finais que definem o termo “pagamento estrangeiro sujeito à retenção” foram apresentadas ao Registro Federal dos Estados Unidos.

Várias jurisdições, inclusive os Países Baixos, celebraram, ou concordaram em substância com, acordos intergovernamentais com os Estados Unidos a fim de implementar a FATCA (“IGAs”), os quais modificam a maneira em que a FATCA aplica-se em suas jurisdições. Por conseguinte, alguns titulares das notas poderão ser obrigados a fornecer informações e documentação fiscal a respeito das suas identidades, assim como dos seus proprietários diretos e indiretos; essas informações poderão ser divulgadas às autoridades fiscais holandesas e, por fim, ao IRS.

Os titulares devem consultar seus próprios consultores fiscais a respeito de como essas regras poderão ser aplicadas ao seu investimento nas notas.

O Imposto sobre Transações Financeiras Propostas (FTT)

Em 14 de fevereiro de 2013, a Comissão Europeia publicou uma proposta (a Proposta da Comissão) de uma Diretiva para um imposto sobre transações financeiras comum (FTT) na Áustria, Bélgica, Estônia, França, Alemanha, Grécia, Itália, Portugal, Eslovênia, Eslováquia e Espanha (os Estados-membros participantes). No entanto, a Estônia já informou que não participará.

A Proposta da Comissão tem um âmbito muito amplo e, se introduzida em sua forma atual, poderia ser aplicada a algumas negociações em notas em determinadas circunstâncias. Isso poderia, por conseguinte, afetar o valor de mercado das notas e/ou limitar a capacidade de revendê-las.

Segundo a Proposta da Comissão, o FTT poderia ser aplicado, em determinadas circunstâncias, a pessoas tanto dentro quanto fora dos Estados-membros participantes. De modo geral, seria aplicado a algumas negociações com as notas em que pelo menos uma parte é uma instituição financeira e pelo menos uma parte está estabelecida em um Estado-membro participante. Uma instituição financeira poderá ser, ou ser considerada como, “estabelecida” em um Estado-membro participante em uma grande variedade de circunstâncias, inclusive (1) por fazer transações com uma pessoa estabelecida em um Estado-membro participante ou (2) em que o instrumento financeiro sujeito às negociações é emitido em um Estado-membro participante.

Entretanto, o FTT permanece sujeito à negociação entre os Estados-membros participantes; a legalidade da proposta é incerta. Ele poderá, portanto, ser alterado antes de qualquer implementação, cuja ocasião ainda é incerta. Estados-membros adicionais da União Europeia poderão decidir participar e/ou alguns dos Estados-membros participantes poderão decidir se retirar.

Os possíveis titulares de notas são aconselhados a buscar seu próprio aconselhamento profissional em relação ao FTT.

Tributação Brasileira

A discussão que se segue é um resumo das considerações sobre os impostos brasileiros relacionadas a um investimento nas notas por não residente do Brasil. A discussão baseia-se nas leis fiscais do Brasil em vigor na data deste documento e está sujeita a alterações na legislação brasileira que possam entrar em vigor após essa data. As informações estabelecidas abaixo pretendem ser apenas uma discussão geral e não abordam todas as possíveis consequências relacionadas a um investimento nas notas.

OS INVESTIDORES DEVEM CONSULTAR SEUS PRÓPRIOS CONSULTORES FISCAIS A RESPEITO DAS CONSEQUÊNCIAS DA COMPRA DAS NOTAS, INCLUINDO, SEM LIMITAÇÃO, AS CONSEQUÊNCIAS DO RECEBIMENTO DE JUROS E DA VENDA, RESGATE OU PAGAMENTO DAS NOTAS OU CUPONS.

De modo geral, uma pessoa física, pessoa jurídica, fundo ou organização domiciliado, para efeitos fiscais, fora do Brasil (um “Não Residente”) é tributado no Brasil somente quando o rendimento é derivado de fontes brasileiras ou quando a transação que ocasionou tais ganhos envolve ativos no Brasil. Portanto, os ganhos ou juros (inclusive o desconto de emissão original), taxas, comissões, despesas e qualquer outro rendimento pago pela PGF a respeito das notas por ela emitidas em favor de titulares não residentes não estão sujeitos aos impostos brasileiros.

Os juros, taxas, comissões, despesas e outros rendimentos a recolher pela Petrobras como avalista residente no Brasil a um Não Residente geralmente estão sujeitos à retenção de imposto de renda na fonte. A alíquota de retenção de imposto de renda na fonte a respeito dos pagamentos de juros costuma ser de 15%, exceto se (i) o titular das notas for residente ou domiciliado em uma “jurisdição de paraíso fiscal” (que é considerada como um país ou jurisdição que não impõe nenhum imposto sobre o rendimento ou que impõe esse imposto a uma alíquota efetiva máxima inferior a 17% ou onde a legislação local impõe restrições à divulgação das identidades dos acionistas, à titularidade dos investimentos ou ao beneficiário final dos resultados distribuídos ao Não Residente – “jurisdição de paraíso fiscal”); nesse caso, a alíquota aplicável é de 25%; ou (ii) uma outra alíquota inferior estiver prevista em um tratado fiscal aplicável entre o Brasil e outro país de domicílio do beneficiário. Caso o avalista seja obrigado a assumir a obrigação de pagar o valor principal das notas, as autoridades fiscais brasileiras poderiam tentar impor uma retenção de imposto de renda na fonte à alíquota de até 25%, conforme descrito acima. Embora a legislação brasileira não forneça uma regra fiscal específica para esses casos e não exista uma posição oficial das autoridades fiscais ou precedentes do tribunal brasileiro referentes ao assunto, acreditamos que a remessa de fundos pela Petrobras como avalista para o pagamento do valor principal das notas não estará sujeita a imposto de renda no Brasil, porque o simples fato de o avalista estar efetuando o pagamento não converte a natureza do principal devido segundo as notas em rendimento do beneficiário.

Se os pagamentos a respeito das notas forem efetuados pela Petrobras, conforme previsto nas garantias, os titulares Não Residentes serão indenizados para que, após o pagamento de todos os impostos brasileiros aplicáveis a recolher por retenção na fonte, dedução ou outra forma, a respeito do principal, dos juros e dos valores adicionais a recolher em relação às notas (mais juros e penalidades relacionados), um titular Não Residente receba um valor equivalente ao valor que esse titular Não Residente teria recebido, como se nenhum imposto brasileiro (mais juros e penalidades relacionados) fosse retido na fonte. Sujeito a algumas exceções, o devedor brasileiro pagará valores adicionais a respeito dessa retenção na fonte ou dedução, para que o titular Não Residente receba o valor líquido devido.

Os ganhos sobre a venda ou outra alienação das notas realizada fora do Brasil por um Não Residente, à exceção de uma filial ou controlada de um residente brasileiro, a outro Não Residente não estão sujeitos a imposto de renda brasileiro.

Além disso, os pagamentos efetuados a partir do Brasil estão sujeitos ao imposto sobre transações cambiais (IOF/Câmbio), que incide sobre a conversão da moeda brasileira em moeda estrangeira e sobre a conversão de moeda estrangeira em moeda brasileira a uma alíquota geral de 0,38%. Outras taxas de IOF/Câmbio poderão se aplicar a transações específicas. Em qualquer caso, o governo federal brasileiro poderá aumentar, a qualquer momento, essa alíquota para até 25%, mas somente a respeito de transações futuras.

Geralmente, não há outros impostos sobre herança, doação, sucessão, selo ou outros semelhantes no Brasil a respeito da titularidade, transferência, cessão ou outro tipo de alienação das notas por um Não Residente, à exceção de impostos sobre doação e herança aplicados por alguns estados brasileiros sobre doações ou legados de pessoas físicas ou jurídicas não domiciliadas ou residentes no Brasil a pessoas físicas ou jurídicas domiciliadas ou residentes nesses estados.

Tributação de Rendimento Federal nos Estados Unidos

O resumo a seguir estabelece considerações significativas sobre o imposto de renda federal nos Estados Unidos que poderão ser relevantes para um titular de uma nota que seja, para efeitos de rendimento federal nos Estados Unidos, um cidadão ou residente dos Estados Unidos ou uma sociedade por ações nacional ou que esteja,

caso contrário, sujeito à tributação de rendimento federal nos Estados Unidos de acordo com o lucro líquido, a respeito das notas (um “Titular dos Estados Unidos”). Este resumo baseia-se no Código, sua história legislativa, as normas existentes e propostas de normas do Erário dos Estados Unidos promulgadas a esse respeito, regras publicadas pelo IRS e decisões judiciais, todos os quais estão em vigor na data deste documento e sujeitos a alterações ou interpretações divergentes, possivelmente com efeito retroativo. Este resumo não pretende discutir todos os aspectos da tributação de rendimento federal dos Estados Unidos que poderão ser relevantes para classes especiais de investidores, tais como instituições financeiras, seguradoras, negociantes ou comerciantes de valores mobiliários ou moedas, comerciantes de valores mobiliários que optam por contabilizar seu investimento em notas na base de *mark-to-market*, companhias de aplicações regulamentadas, organizações com isenção fiscal, parcerias ou parceiros relacionados, titulares que estão sujeitos ao imposto mínimo alternativo, alguns titulares de notas em curto prazo, pessoas que cobrem sua exposição nas notas ou detêm notas como parte de uma posição em um “*straddle*” ou como parte de uma transação de *hedge* ou “transação de conversão” para efeitos de imposto federal nos Estados Unidos, pessoas que realizam uma transação de “venda construtiva” a respeito das notas ou Titular dos Estados Unidos cuja moeda funcional não seja o dólar dos Estados Unidos. Os Titulares dos EUA devem estar cientes de que as consequências da detenção das notas para o imposto de renda federal nos Estados Unidos poderão ser significativamente diferentes para os investidores descritos na frase anterior.

Além disso, este resumo não aborda considerações sobre impostos estrangeiros, estaduais ou municipais. Este resumo aplica-se somente a compradores originais de notas que compraram notas pelo preço de emissão original e que detêm as notas como “ativos de capital” (em geral, propriedade detida para investimento).

CADA INVESTIDOR DEVE CONSULTAR SEU PRÓPRIO CONSULTOR FISCAL SOBRE AS CONSEQUÊNCIAS FISCAIS GERAIS EM SUAS CIRCUNSTÂNCIAS ESPECIAIS, INCLUSIVE AS CONSEQUÊNCIAS NO ÂMBITO DE LEIS DIFERENTES DAS LEIS DE IMPOSTO DE RENDA FEDERAL DOS ESTADOS UNIDOS PARA UM INVESTIMENTO NAS NOTAS.

Pagamentos de Juros

O pagamento de “juros declarados qualificados”, como definido abaixo, em uma nota (inclusive valores adicionais, se houver) geralmente será tributável a um titular dos Estados Unidos na forma de rendimento de juros ordinários quando esses juros forem acumulados ou recebidos, em conformidade com o método aplicável de contabilização do titular dos Estados Unidos para efeitos de imposto federal dos Estados Unidos. Em geral, se o “preço de emissão” de uma nota for inferior ao “preço de resgate declarado no vencimento” por mais do que um valor *de minimis*, essa nota será considerada como tendo um “desconto de emissão original” (*original issue discount*, ou OID). O “preço de emissão” de uma nota é o primeiro preço pelo qual uma quantia substancial dessas notas são vendidas aos investidores. O preço de resgate declarado no vencimento de uma nota geralmente inclui todos os pagamentos exceto os pagamentos de juros declarados qualificados.

Em geral, cada Titular dos Estados Unidos de uma nota, independentemente de ele usar o método de caixa ou de acumulação de contabilidade fiscal, será obrigado a incluir no rendimento bruto, como rendimento de juros ordinários, a soma das “parcelas diárias” do OID em relação à nota, se houver, para todos os dias durante o exercício fiscal em que o Titular dos Estados Unidos detiver a nota. As parcelas diárias de OID em relação a uma nota são determinadas ao alocar, para cada dia em qualquer período de acumulação, uma parcela proporcional do OID alocável a esse período de acumulação. Em geral, no caso de um titular inicial, o valor de OID em uma nota alocável a cada período de acumulação é determinado ao (i) multiplicar o “preço de emissão ajustado”, conforme definido abaixo, da nota no início do período de acumulação pelo rendimento até o vencimento da nota; e (ii) subtrair desse produto o valor dos juros declarados qualificados alocáveis a esse período de acumulação. Os Titulares dos Estados Unidos devem estar cientes de que, de modo geral, precisam incluir o OID no rendimento bruto como rendimento de juros ordinários para efeitos de imposto de renda federal dos Estados Unidos à medida que se acumula, antes do recebimento do caixa atribuível a esse rendimento. O “preço de emissão ajustado” de uma nota no início de qualquer período de acumulação normalmente será a soma do preço de emissão (geralmente incluindo juros acumulados, se houver) e o valor do OID aplicável a todos os períodos de acumulação anteriores, reduzida pelo valor de todos os pagamentos exceto os pagamentos de juros declarados qualificados (se houver) efetuados em relação a essa nota em todos os períodos de acumulação prévios. O termo “juros declarados qualificados” geralmente significa juros declarados que devem ser incondicionalmente recolhidos em caixa ou

propriedade (à exceção de instrumentos de dívida do emissor) pelo menos uma vez por ano durante toda a vigência de uma nota por uma única taxa fixa de juros, ou sujeito a determinadas condições, com base em um ou mais índices de juros.

O rendimento de juros, incluindo o OID, a respeito das notas constituirá rendimentos de fonte estrangeira para efeitos de imposto de renda federal dos Estados Unidos e, com algumas exceções, será tratado separadamente, em conjunto com outros itens de “rendimento de categoria passiva”, com a intenção de calcular o crédito fiscal estrangeiro permitido segundo as leis de imposto de renda federal dos Estados Unidos. O cálculo de créditos fiscais estrangeiros envolve a aplicação de regras complexas que dependem das circunstâncias específicas de um Titular dos Estados Unidos. Os Titulares dos Estados Unidos devem consultar seus próprios consultores fiscais a respeito da disponibilidade de créditos fiscais estrangeiros e do tratamento de valores adicionais.

Venda ou Alienação de Notas

Um Titular dos Estados Unidos geralmente reconhecerá ganho ou perda de capital mediante a venda, troca, retirada ou outro tipo de alienação de nota em um valor equivalente à diferença entre o valor realizado com essa venda, troca, retirada ou outro tipo de alienação (à exceção de valores atribuíveis aos juros declarados qualificados acumulados, que serão tributados como tal) e a base fiscal ajustada do Titular dos Estados Unidos na nota. A base fiscal ajustada de um Titular dos Estados Unidos na nota geralmente será igual ao custo do Titular dos Estados Unidos pela nota aumentado pelos valores incluídos no rendimento bruto por tal Titular dos Estados Unidos como OID, se houver, e reduzido por pagamentos diferentes dos pagamentos de juros declarados qualificados em relação a essa nota. Um ganho ou perda realizado por um Titular dos Estados Unidos em relação à venda, troca, retirada ou outro tipo de alienação de uma nota geralmente será um ganho ou perda proveniente dos Estados Unidos para efeitos de imposto de renda federal dos Estados Unidos, exceto se for atribuível a um escritório ou outro estabelecimento de negócios fixo fora dos Estados Unidos e se determinadas condições forem cumpridas. O ganho ou perda realizado por um Titular dos Estados Unidos será ganho ou perda de capital e haverá ganho ou perda de capital em longo prazo se as notas forem detidas há mais de um ano. O valor líquido do ganho de capital em longo prazo reconhecido por um titular individual geralmente estará sujeito à tributação a alíquotas especiais. As perdas de capital poderão ser deduzidas do rendimento tributável, sujeito a algumas limitações.

Retenção de Reserva e Declarações de Informações

Um Titular dos Estados Unidos poderá, em determinadas circunstâncias, estar sujeito à “retenção de reserva” a respeito de determinados pagamentos a esse Titular dos Estados Unidos exceto se o usuário (i) for um beneficiário isento, e comprovar esse fato quando solicitado, ou (ii) fornecer um número de identificação de contribuinte correto e comprovar que não está sujeito à retenção de reserva e cumprir as exigências aplicáveis das regras de retenção de reserva. Qualquer valor retido segundo essas regras geralmente será creditável em relação à obrigação de imposto de renda federal dos Estados Unidos do Titular dos Estados Unidos. Apesar de os Titulares de Fora dos Estados Unidos geralmente estarem isentos da retenção de reserva, um Titular de Fora dos Estados Unidos poderá, em determinadas circunstâncias, ser obrigado a cumprir alguns procedimentos de informação e identificação a fim de provar o direito a essa isenção.

Os Titulares dos Estados Unidos devem consultar seus próprios consultores fiscais sobre as exigências de declarações adicionais que poderão surgir em decorrência da compra, retenção ou alienação das notas.

Ativos Financeiros Estrangeiros Especificados

Alguns Titulares dos Estados Unidos que possuem “ativos financeiros estrangeiros especificados” com valor agregado superior a US\$ 50.000 geralmente têm a obrigação de apresentar uma declaração de informações juntamente com seu imposto de renda, atualmente no Formulário 8938, a respeito de tais ativos. Os “ativos financeiros estrangeiros especificados” incluem as contas financeiras detidas em uma instituição financeira de fora dos Estados Unidos, assim como valores mobiliários emitidos por um emissor de fora dos Estados Unidos (o que incluiria as notas) que não estão detidos em contas mantidas por instituições financeiras. Limites de declaração mais elevados aplicam-se a alguns indivíduos que vivem no exterior e a alguns indivíduos casados. As normas

estendem essa exigência de declaração a algumas entidades que são tratadas como formadas ou beneficiadas para deter participações diretas ou indiretas em ativos financeiros estrangeiros especificados, com base em alguns critérios objetivos. Os Titulares dos Estados Unidos que não declararem as informações necessárias poderiam estar sujeitos a penalidades substanciais. Os investidores em potencial devem consultar seus próprios consultores fiscais acerca da aplicação dessas regras à sua aplicação nas notas, inclusive a aplicação das regras às suas circunstâncias específicas.

Titular de Fora dos Estados Unidos

Um titular ou beneficiário de uma nota que não é Titular dos Estados Unidos (um “Titular de Fora dos Estados Unidos”) geralmente não estará sujeito ao imposto de renda federal ou à retenção de imposto na fonte nos Estados Unidos sobre juros recebidos em relação às notas. Além disso, um Titular de Fora dos Estados Unidos não estará sujeito ao imposto de renda federal ou retenção de imposto na fonte nos Estados Unidos em relação a um ganho realizado com a venda de notas, exceto se esse ganho estiver efetivamente ligado à realização, por esse titular, de uma negociação ou negócio nos Estados Unidos ou, no caso de um ganho realizado por uma pessoa física Titular de Fora dos Estados Unidos, o Titular de Fora dos Estados Unidos estiver presente nos Estados Unidos por 183 dias ou mais no exercício fiscal da venda e se outras condições específicas forem cumpridas.

Documentos Exibidos

Estamos sujeitos às exigências de informações da Lei de Valores Mobiliários e Câmbio de 1934 (“Securities Exchange Act of 1934”), com alterações; por conseguinte, apresentamos relatórios e outras informações à SEC. Os relatórios e outras informações apresentados por nós à SEC poderão ser inspecionados e copiados nas instalações de consulta pública mantidas pela SEC no endereço 100 F Street, N.E., Washington, D.C. 20549. Para obter mais informações sobre o funcionamento da Sala de Consulta Pública, ligue para a SEC pelo telefone 1-800-SEC-0330. Também é possível inspecionar nossos relatórios e outras informações nos escritórios da NYSE, 11 Wall Street, New York, New York 10005, em que nossas ADSs estão listadas. Nossos registros na SEC também estão disponíveis ao público no site da SEC: <http://www.sec.gov>. Para obter mais informações sobre a obtenção de cópias dos nossos registros públicos na Bolsa de Valores de Nova York, ligue para (212) 656-5060.

Também apresentamos demonstrações financeiras e outros relatórios periódicos à CVM.

Item 11. Divulgações Qualitativas e Quantitativas sobre Risco de Mercado

Administração de Riscos

Estamos expostos a uma série de riscos resultantes das nossas operações. Esses riscos incluem a possibilidade de que alterações nos preços do petróleo e dos derivados de petróleo, taxas de câmbio de moeda estrangeira ou taxas de juros afetem negativamente o valor dos nossos ativos financeiros, passivos, fluxos de caixa futuros e resultados.

Praticamos uma administração de riscos integrada. Os riscos são considerados em todos os processos de tomada de decisão e os administramos de maneira integrada. Portanto, não nos concentramos nos riscos individuais de operações ou unidades de negócios; nós temos uma visão mais ampla das nossas atividades consolidadas, capturando coberturas naturais possíveis sempre que estão disponíveis. Para a administração dos riscos financeiros, inclusive riscos de mercado, tendemos a aplicar ações mais estruturais por meio da administração dos nossos níveis de patrimônio líquido e endividamento, ao invés do uso de instrumentos financeiros derivativos.

Preferimos manter a exposição ao ciclo de preço do que usar derivativos financeiros para proteger sistematicamente as transações de compra e venda do que nos concentrar em satisfazer nossas necessidades operacionais. Entretanto, de acordo com as condições do mercado de petróleo bruto e as perspectivas de realização do nosso plano de negócios, poderemos decidir implementar estratégias de proteção usando instrumentos financeiros a fim de fixar ou estabelecer um piso para os preços de parte da nossa produção. As

operações com derivativos realizadas em 2017 destinaram-se a proteger nossos resultados esperados para transações comerciais em curto prazo. Durante fevereiro e março de 2018, implementamos uma estratégia de *hedge* para parte da nossa produção de petróleo esperada em 2018, em um volume equivalente a 128 milhões de barris. As opções de venda foram compradas com preço de exercício referente ao preço médio do petróleo Brent de fevereiro e março até o fim de 2018, com um custo médio de US\$ 3,48 por barril e preço de exercício médio de cerca de \$ 65 por barril. As opções vencem no final do ano.

Os limites aceitáveis para riscos de mercado dependem das condições do ambiente de negócios (nível de preços, taxas e volatilidade de fatores de risco, incertezas políticas, macroeconômicas e outras que influenciam significativamente nosso desempenho econômico e financeiro) e devem ser definidos para cada Plano de Negócios novo, considerando nossos objetivos estratégicos, metas, valor esperado e a liquidez dos recursos financeiros de que precisamos para a implementação do nosso Plano de Negócios para 2018-2022. O uso de instrumentos financeiros derivativos poderá ser necessário para satisfazer essas necessidades.

A fim de melhorar ainda mais nossas práticas de governança da administração de riscos, nosso Conselho de Administração estabeleceu uma estrutura organizacional para a administração de risco composta por (i) um Gerente Executivo para Riscos Corporativos, que está sob a supervisão do nosso Diretor Executivo de Sistemas de Estratégia, Organização e Administração. Nosso Gerente Executivo para Riscos Corporativos é responsável por:

- identificar, monitorar e divulgar periodicamente, para nossa Diretoria e Conselho de Administração, os efeitos dos principais riscos em nossos resultados integrados;
- incentivar a integração e a sinergia das ações de administração de riscos realizadas nas unidades organizacionais, assim como em outros processos de negócios, suporte e administração;
- estabelecer uma metodologia corporativa para administração de riscos guiada por uma visão integrada e sistêmica, que permite um ambiente de monitoramento contínuo de riscos nos diversos níveis hierárquicos;
- disseminar conhecimento sobre administração de riscos; e
- incentivar os gerentes a desenvolver e implementar as medidas necessárias para alinhar nossa exposição aos níveis de risco aceitáveis.

Em novembro de 2017, nosso Conselho de Administração aprovou uma Política de Administração de Riscos de Negócios revisada, que especifica as autoridades, responsabilidades, os cinco princípios e 10 diretrizes que devem orientar nossas iniciativas em relação à administração de riscos. Nossa atual Política de Administração de Riscos de Negócios segue totalmente as referências metodológicas reconhecidas mundialmente, tais como COSO-ERM (Comitê das Organizações Patrocinadoras da Comissão Treadway – Estrutura Integrada de Gerenciamento de Riscos Corporativos) e ISO 31000. Além disso, segue as orientações fornecidas pelo Guia de Orientação para Gerenciamento de Riscos Corporativos do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC).

Essa política tem uma abordagem abrangente para a administração de riscos corporativos, que combina a abordagem tradicional de administração de riscos econômicos e financeiros com outras áreas de interesse relevantes, tais como proteção da vida, saúde e meio ambiente, ativos e proteção de informações de negócios (segurança patrimonial), além de combate à fraude e à corrupção (conformidade legal), entre outros riscos corporativos. Destinada a integrar essas ações de administração de riscos, essa política permite que qualquer funcionário tenha acesso aos termos e conceitos comuns ao assunto, assim como às medidas adotadas e às partes responsáveis pela administração de cada risco ao qual estamos expostos. Para obter mais informações a respeito da nossa Política de Administração de Riscos de Negócios revisada, acesse nosso site em <http://www.investidorpetrobras.com.br/en/corporate-governance/governance-instruments/petrobras-business-risk-management-policy>.

Risco de Preço das Commodities

Atuamos de maneira integrada em todas as várias fases do setor do petróleo. Uma grande parte dos nossos resultados está diretamente relacionada à exploração e à produção de petróleo, refino e venda de gás natural, biocombustíveis e eletricidade no Brasil. Como nossas compras e vendas de petróleo bruto e derivados de petróleo estão relacionadas aos preços internacionais das *commodities*, ficamos expostos às suas flutuações de preço, que poderão influenciar nossa lucratividade, nosso fluxo de caixa das operações e nossa situação financeira.

As transações de derivados existentes destinam-se a proteger os resultados esperados das transações realizadas no exterior. Nossos contratos de derivativos preveem *hedges* econômicas para compras e vendas antecipadas de petróleo bruto e derivados de petróleo nos mercados internacionais, as quais geralmente deverão ocorrer dentro de um período de 30 a 360 dias. Consulte a Nota Explicativa 33 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter mais informações sobre nossas transações de derivativos de *commodities*, incluindo uma análise de sensibilidade que demonstra a variação líquida no valor justo de uma alteração adversa de 25% (ou 50%) no preço da *commodity* spot para opções e futuros.

Risco de Taxa de Juros e Taxa de Câmbio

A tabela abaixo fornece informações resumidas acerca da nossa exposição ao risco de taxa de juros e taxa de câmbio em nossa carteira de dívida total para 2017 e 2016, incluindo dívidas em curto prazo e longo prazo.

	Carteira de Dívida Total (1)	
	2017	2016
	(%)	
Denominada em reais:		
Taxa fixa	3,3	3,5
Taxa flutuante	16,4	17,0
Subtotal	19,7	20,5
Denominada em dólares dos Estados Unidos:		
Taxa fixa	40,7	35,0
Taxa flutuante	32,4	36,9
Subtotal	73,1	71,9
Outras moedas:		
Taxa fixa	6,9	7,3
Taxa flutuante	0,3	0,3
Subtotal	7,2	7,6
Total	100,0	100,0
Dívida com taxa flutuante:		
Denominada em reais:	16,4	17,0
Denominada em moeda estrangeira	32,6	37,2
Dívida com taxa fixa:		
Denominada em reais:	3,3	3,5
Denominada em moeda estrangeira	47,7	42,3
Total	100,0	100,0
Dólares dos Estados Unidos	73,1	72,0
Euro	4,9	5,6
Libras esterlinas.....	2,2	1,8
Iene japonês.....	0,1	0,1
Reais brasileiros	19,7	20,5
Total	100,0	100,0

(1) Curto prazo e longo prazo.

Em geral, nossa dívida com taxa flutuante em moeda estrangeira está sujeita principalmente a flutuações na LIBOR. Nossa dívida com taxa flutuante denominada em reais está sujeita principalmente a flutuações no

Depósito Interbancário (DI), Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), fixada pela CMN, e no Índice Nacional de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA).

Geralmente não utilizamos instrumentos derivados para administrar nossa exposição à flutuação na taxa de juros. Todavia, consideramos continuamente as várias formas de derivados a fim de reduzir nossa exposição às flutuações na taxa de juros e poderemos utilizar esses instrumentos financeiros no futuro.

O risco da taxa de câmbio ao qual estamos expostos tem um impacto maior no balanço patrimonial e deriva principalmente da incidência de obrigação não denominadas em reais em nossa carteira de dívida. A respeito da administração dos riscos cambiais, buscamos identificá-los e tratá-los em uma análise integrada das proteções naturais (*hedges*), tirando proveito da correlação entre nosso rendimento e nossas despesas. Para o curto prazo, a administração do nosso risco cambial envolve distribuir nossas aplicações de caixa entre o *real* e outras moedas estrangeiras. Nossa estratégia, reavaliada anualmente na revisão do Plano para 2018-2022, também poderá envolver o uso de instrumentos financeiros derivados para cobrir determinados passivos, minimizando a exposição ao risco da taxa de câmbio, especialmente quando estamos expostos a uma moeda estrangeira em que nenhuma entrada de caixa é esperada (por exemplo, a libra esterlina).

Designamos relações de *hedge* de fluxo de caixa a fim de refletir a essência econômica do mecanismo de *hedge* estrutural entre a dívida denominada em dólares e as futuras receitas de vendas. Consulte o Item 5. “Revisão e Prospectos Operacionais e Financeiros – Inflação e Variação da Taxa de Câmbio” e as Notas Explicativas 4.3.6 e 33.2(a) das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para saber mais sobre nosso *hedge* de fluxo de caixa.

Consulte a Nota Explicativa 33 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter mais informações sobre nossos riscos de taxa de juros e de taxa de câmbio, incluindo uma análise de sensibilidade que demonstra o impacto em potencial de uma alteração adversa de 25% (ou 50%) nas variáveis spot em 31 de dezembro de 2017.

Para obter mais informações a respeito da moeda e do cronograma de vencimento esperado, os fluxos de caixa do principal e de juros, as taxas de juros médias relacionadas das nossas obrigações de dívida, risco de crédito e risco de liquidez, consulte as Notas Explicativas 17 e 33.6 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Item 12. Descrição dos Valores Mobiliários que não são Ações

Ações Depositárias Americanas

O Bank of New York Mellon é o Depositário das nossas ADSs ordinárias e preferenciais. Em sua capacidade de Depositário, o Bank of New York Mellon registrará e entregará as ADSs, cada uma das quais representa (i) duas ações (ou o direito de receber duas ações) depositadas com o escritório principal de São Paulo do Itaú Unibanco S.A., como custodiante do Depositário; e (ii) quaisquer outros valores mobiliários, em dinheiro ou outra propriedade que poderão ser detidos pelo Depositário. O escritório corporativo do Depositário em que as ADSs serão administradas situa-se em 101 Barclay Street, 22 West, Nova York, Nova York 10286.

Taxas a recolher pelos detentores das nossas ADSs

Os titulares de ADSs são obrigados a pagar várias taxas ao Depositário, e o Depositário poderá se recusar a prestar qualquer serviço sobre o qual incorram tarifas até que a taxa aplicável tenha sido paga.

Os titulares de ADSs são obrigados a pagar ao Depositário: (i) uma taxa anual de US\$ 0,02 (ou menos) por ADS para a administração do programa de ADR; e (ii) valores a respeito das despesas contraídas pelo Depositário ou seus agentes em nome dos titulares de ADSs, inclusive as despesas decorrentes da conformidade com a legislação aplicável, impostos ou outros encargos governamentais, transmissão por fac-símile ou conversão de moeda estrangeira em dólares dos Estados Unidos. Em ambos os casos, o depositário poderá decidir, a seu

exclusivo critério, buscar o pagamento pelo faturamento direto dos investidores, deduzir o montante aplicável da distribuição em dinheiro ou cobrar as contas em sistema de registro escritural dos titulares de ADSs ou seus representantes. Os titulares de ADSs também poderão ser obrigados a pagar taxas adicionais por determinados serviços prestados pelo depositário, conforme estabelecido na tabela abaixo.

Serviço de depositário	Taxa a recolher por titulares de ADSs
Emissão e entrega de ADSs, incluindo emissões resultantes de uma distribuição de ações, direitos ou outras propriedades.....	US\$ 5,00 por 100 ADSs (ou parte delas)
Distribuição de dividendos	US\$ 0,02 (ou menos) por ADS por ano
Cancelamento de ADSs com a finalidade de retirada	US\$ 5,00 por 100 ADSs (ou parte delas)

Taxas a Recolher pelo Depositário para a Petrobras

O Depositário nos restitui determinadas despesas contraídas em relação à administração e à manutenção do programa de ADR. Essas despesas reembolsáveis incluem as despesas de relações com investidores, taxas de listagem, honorários advocatícios e outras despesas relacionadas à administração e manutenção do programa de ADR. Além disso, o Depositário concordou em nos fornecer um reembolso adicional por ano equivalente a 80% da taxa de dividendos coletada por ele. No exercício findo em 31 de dezembro de 2017, o montante bruto total desses reembolsos foi de aproximadamente US\$ 15 milhões.

PARTE II

Item 13. Inadimplementos, Dívidas de Dividendos e Inadimplências

Nenhum.

Item 14. Modificações Significativas nos Direitos de Titulares de Valores Mobiliários e Uso dos Proventos

Nenhum.

Item 15. Controles e Procedimentos

Controles e Procedimentos de Divulgação

Avaliamos, com a participação de nosso presidente e nosso diretor financeiro a eficácia de nossos controles e procedimentos de divulgação em 31 de dezembro de 2017. Com base nessa avaliação, nosso presidente e nosso diretor financeiro concluíram que nossos controles e procedimentos de divulgação foram efetivos para prover uma garantia razoável de que as informações exigidas para divulgação dos relatórios que arquivamos ou submetemos nos termos da Lei de Mercado de Capitais (“Exchange Act”) foram registradas, processadas, sumarizadas e divulgadas dentro dos prazos especificados nas normas e formulários aplicáveis e que elas foram consolidadas e comunicadas à nossa administração, incluindo nosso presidente e nosso diretor financeiro, como apropriado, de forma a permitir decisões em tempo hábil com relação à divulgação exigida.

Relatório da Administração em relação aos Controles Internos sobre os Relatórios Financeiros

Nossa administração é responsável por estabelecer e manter controles internos adequados dos relatórios financeiros, assim como por avaliar a eficácia dos controles internos dos relatórios financeiros.

Nosso controle interno sobre relatórios financeiros é um processo desenvolvido pelo nosso presidente e nosso diretor financeiro, ou sob a supervisão deles, e efetuado pelo nosso Conselho de Administração, nossos gestores e demais empregados, de modo a fornecer segurança razoável quanto à confiabilidade dos relatórios financeiros e à preparação de nossas demonstrações financeiras consolidadas para fins externos, em conformidade com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

Devido às suas limitações inerentes, o controle interno sobre os relatórios financeiros pode não prevenir ou detectar erros. Além disso, as projeções de qualquer avaliação de eficácia dos controles internos sobre relatórios financeiros 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 nossas políticas ou procedimentos venha a se deteriorar.

Nossa administração avaliou a eficácia de nossos controles internos sobre relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2017, com base nos critérios estabelecidos em na Estrutura Integrada de Controles Internos (2013), emitidos pelo Committee of Sponsoring Organizations of Treadway Commission (COSO). Com base nessa avaliação e critérios, nossa administração concluiu que os controles internos sobre os relatórios financeiros foram efetivos em 31 de dezembro de 2017.

Remedição das Fraquezas Materiais nos Controles Internos sobre Relatórios Financeiros em 31 de dezembro de 2016

Durante a avaliação dos controles internos sobre relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2016, nossa Administração identificou fraquezas materiais. 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 declaração incorreta relevante em nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais ou intermediárias não seja prevenida ou detectada em tempo hábil.

Com o apoio do nosso Comitê de Auditoria, implementamos medidas significativas para remediar com sucesso as fraquezas materiais reportadas em nosso relatório anual no *Form 20-F* de exercícios fiscais anteriores, conforme descrito a seguir. Como resultado, a avaliação da administração quanto aos controles internos sobre relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2017 não identificou quaisquer fraquezas materiais.

Ações de Remedição relacionadas ao Ativo Imobilizado

Durante 2017, melhoramos nossos procedimentos para identificar, em tempo hábil, situações em que nossos empreiteiros e fornecedores poderiam possivelmente ter cometido inadimplemento ou estar enfrentando condições econômicas e financeiras adversas, em particular para os que concedemos adiantamentos. Além disso, revisamos nosso controle interno sobre relatórios financeiros para aprimorar nossos procedimentos e fortalecer os controles relacionados à dissolução de contratos de serviços com fornecedores.

Com base nas medidas adotadas e nos testes realizados sobre os controles internos sobre relatórios financeiros, nossa Administração concluiu que essa deficiência havia sido remediada em 31 de dezembro de 2017.

Ações de Remediação relacionadas à Gestão de Acesso e Segregação de Funções em Processos de Negócio e de Tecnologia da Informação

Durante 2017, além das ações e dos controles implementados em anos anteriores, adotamos medidas para remediar deficiências de controles, incluindo melhoria de procedimentos e automação na gestão de acesso de usuários no ambiente de gestão empresarial (*Enterprise Resource Planning – ERP*). Nossas ações de remediação incluíram o seguinte:

- Revisão da nossa metodologia de classificação de risco relacionada ao ambiente de controle de acesso no ERP, com a intenção de implementar um processo de avaliação de risco de segregação de funções e acesso crítico a sistemas, que foram avaliados pelos respectivos gestores em relação a transações, objetos de autorização e valores. Essa revisão incluiu nossas áreas de Riscos Empresariais, Conformidade, Segurança de Tecnologia da Informação e Negócios. Implementamos regras para a classificação de riscos (crítico, alto, médio ou baixo) que consideram a probabilidade de ocorrência e possíveis impactos. Com esse novo processo, essa avaliação é realizada continuamente, ao longo do ano, para detectar novos riscos e possíveis mudanças no nosso ambiente de negócios;

- Redução do número de perfis conflitantes associados a riscos críticos de segregação de funções. Em decorrência desse esforço, alcançamos reduções relevantes de conflitos e reduzimos significativamente nossa exposição a esses riscos;
- Redesenho dos controles de monitoramento a fim de analisar o motivo das materializações dos riscos de segregação de funções durante todo o ano;
- Implementação de interface entre o ERP e os sistemas de controle de acesso para alguns sistemas críticos que não fazem parte do ambiente ERP;
- Redesenho de controles preventivos a fim de melhorar as regras de diferentes níveis de aprovação para concessão de acesso crítico e de perfis conflitantes em sistemas; e
- Melhoria contínua na qualidade da orientação, treinamento e assessoramento aos responsáveis pelo monitoramento e revisão de riscos associados à segregação de funções e acesso crítico a sistemas.

Nossa administração reconheceu que as ações adotadas para remediar a fraqueza material de gestão de acesso e segregação de funções representaram uma melhoria na mitigação de riscos e no ambiente de controle desse processo. Devido às mudanças implementadas, nossa administração considerou que nosso ambiente de controle atingiu a maturidade necessária e concluiu que essa fraqueza material foi remediada em 31 de dezembro de 2017.

Ações de Remediação relacionadas ao Cálculo do Passivo Atuarial Líquido

Durante 2017, em resposta à fraqueza material relacionada ao cálculo do passivo atuarial, melhoramos nosso controle interno relacionado à base de dados de informações do plano de saúde (AMS) e do plano de pensão (Petros), conforme segue:

- Melhoria dos controles internos, com foco na análise e revisão das informações armazenadas na base de dados;
- Implementação de procedimentos para melhorar a confiabilidade das provenientes dos sistemas da AMS e da Fundação Petros; e
- Recadastramento dos participantes da AMS cuja forma de cobrança ocorre mediante emissão de boletos bancários.

Em nossa função de supervisão em relação aos ativos do plano de pensão geridos pela Fundação Petros, verificamos as informações e as avaliamos periodicamente, por meio do Comitê Executivo da Petros, analisando os assuntos relacionados ao nosso processo de supervisão da Fundação Petros. Essas ações melhoraram o ambiente de controle da Fundação Petros e tem o objetivo de preservar nossos interesses como patrocinador.

Com base nas medidas adotadas, nossa administração considerou que as ações implementadas representaram uma melhoria na mitigação dos riscos no ambiente de controle em relação a esse processo e concluiu que essa fraqueza material foi remediada em 31 de dezembro de 2017.

Auditoria da Eficácia dos Controles Internos sobre Relatórios Financeiros

A empresa de auditoria independente, KPMG Auditores Independentes, auditou a eficácia de nossos controles internos sobre relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2017, conforme declarado em seu relatório, incluído neste documento.

Alterações nos Controles Internos sobre Relatórios Financeiros

Exceto pelo descrito acima, não houve mudanças em nossos controles internos sobre relatórios financeiros, durante o exercício fiscal de 2017, que tenham afetado significativamente – ou apresentem uma probabilidade razoável de afetar significativamente – nossos controles internos sobre relatórios financeiros.

Item 16A. Perito Financeiro do Comitê de Auditoria

Temos um Comitê de Auditoria que cumpre as exigências da Lei Sarbanes-Oxley de 2002. O Sr. Jerônimo Antunes é o perito financeiro do nosso Comitê de Auditoria e é independente, conforme definido na norma 17 CFR 240.10A-3.

Item 16B. Código de Ética

Nossos negócios e nossa relação com terceiros são orientados por princípios éticos. Em 1998, a Diretoria aprovou o Código de Ética da Petrobras, que foi estendido a todas as controladas da Petrobras e que, em 2002, foi renomeado como Código de Ética para o Sistema Petrobras.

Em 2006, após ser submetida a um processo de revisão com ampla participação dos nossos segmentos de negócios, funcionários e controladas, a versão atual do Código de Ética foi aprovada pela Diretoria e pelo Conselho de Administração. O Código de Ética é aplicável à nossa força de trabalho, aos diretores e ao Conselho de Administração. Está disponível em nosso site, no endereço <http://www.investidorpetrobras.com.br/en/corporate-governance/governance-instruments/code-ethics>.

Nossos diretores executivos desenvolveram nossa administração da ética por meio da criação da Comissão de Ética da Petrobras em 2008, que, desde então, tornou-se responsável por promover a conformidade corporativa com os princípios éticos, assim como agir como um fórum para a discussão de assuntos relacionados à ética.

Nossa Comissão de Ética é composta por funcionários indicados após um processo seletivo interno de entrevistas e avaliação de currículo. Cada indicação é aprovada pelo nosso Conselho de Administração, o qual a Comissão de Ética tem a responsabilidade de orientar, instruindo e assegurando a conformidade com nossos princípios éticos e códigos de conduta. Nossa Comissão de Ética também exerce uma função de consultoria para nossa Administração e a força de trabalho, fornecendo recomendações a respeito de pautas relacionadas à administração da ética, propondo a criação de novas regras para a incorporação de novos conceitos e adotando medidas para cumprir a legislação e seguir as práticas recomendadas que reforçam a política de tolerância zero aplicável a condutas indevidas.

Em relação aos nossos programas de conformidade, em julho de 2013, nossa Diretoria aprovou o *Programa Petrobras de Prevenção da Corrupção* (PPPC), que enfoca a prevenção, a detecção e a punição de atos de fraude e corrupção cometidos contra a Petrobras. O programa é administrado em todas as áreas da Petrobras e foi criado para melhorar nossa estrutura de governança e a responsabilidade operacional, assim como promover nosso compromisso com uma boa governança. No momento, esse programa é administrado pelo nosso Departamento de Governança e Conformidade. Uma cópia do Manual do Programa de Prevenção da Corrupção está disponível em nosso site, no endereço <http://www.investidorpetrobras.com.br/en/corporate-governance/governance-instruments/petrobras-corruption-prevention-program>. As informações inclusas nesse site não são incorporadas a este documento por referência.

Em novembro de 2014, nossa Diretoria também aprovou o Guia de Conduta, que contém as diretrizes para implementar o Código de Ética para o Sistema Petrobras (Código de Ética) e outros regimentos internos. Nosso Guia de Conduta estabelece as regras básicas para a adoção de comportamento ético e de conduta profissional dentro da nossa companhia. Uma cópia do Guia de Conduta está disponível no site, no endereço <http://www.investidorpetrobras.com.br/en/corporate-governance/governance-instruments/petrobras-guide->

ethical-conduct. Em fevereiro de 2015, nossas diretrizes de aquisição foram alteradas a fim de submeter todos os nossos fornecedores e prestadores de serviços ao Guia de Conduta.

Em dezembro de 2016, após ser submetido a um processo de revisão, foi renomeado como “Guia de Conduta para o Sistema Petrobras”; nossa Diretoria e o Conselho de Administração aprovaram a versão atual do Guia de Conduta.

Em março de 2017, nossa Comissão de Ética promoveu treinamento para os membros do nosso Conselho de Administração e da Diretoria a respeito da administração da ética. Em maio de 2017, nossa área de conformidade promoveu treinamento para os membros do Conselho de Administração e da Diretoria, assim como para os gerentes executivos, sobre o PPPC e, especificamente, em relação a conflitos de interesses.

De junho a dezembro de 2017, os membros da nossa força de trabalho, inclusive a Alta Administração, tiveram a oportunidade de participar de ensino à distância, promovido pela Comissão de Ética, com situações baseadas em exemplos reais, que abordavam princípios éticos e normas de conduta, com enfoque em comportamentos que refletem situações de trabalho cotidianas e a maneira mais adequada de lidar com elas. A iniciativa foi implementada a fim de reforçar a cultura de ética na empresa.

Item 16C. Honorários do Contador Principal e Serviços

Honorários de Auditoria e Não Auditoria

A tabela a seguir estabelece os honorários cobrados de nós pelo nosso contador principal, a KPMG, durante o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2017:

	2017
	(US\$, em milhões)
Honorários de auditoria	7,2
Honorários relacionados à auditoria	2,4
Honorários de imposto	0,3
Total de honorários	7,9

O total de honorários apresentado na tabela acima inclui honorários cobrados pela KPMG como nosso contador principal, no valor de US\$ 7,8 milhões, e pela PwC, como nosso contador anterior.

Os honorários de auditoria incluem os honorários cobrados em relação à auditoria das nossas demonstrações contábeis anuais (IFRS e GAAP do Brasil), revisões provisórias (IFRS e GAAP do Brasil), auditorias das nossas controladas (IFRS e GAAP do Brasil, entre outros), cartas de recomendação, consentimentos e revisão de documentos periódicos apresentados à SEC. Em 2017, os honorários de auditoria cobrados pela KPMG incluíram US\$ 1,1 milhão relacionados à auditoria dos controles internos.

Os honorários relacionados à auditoria referem-se a serviços de garantia e correlatos que têm relação razoável com a realização da auditoria ou revisões das nossas demonstrações contábeis e não são divulgados em “honorários de auditoria”).

Os honorários de imposto são honorários cobrados por serviços relacionados às revisões de conformidade fiscal realizadas em relação aos procedimentos de auditoria nas demonstrações contábeis.

Políticas e Procedimentos de Aprovação do Comitê de Auditoria

Conforme previsto em nosso estatuto social, o Conselho de Administração é responsável por decidir, entre outros assuntos, a indicação e a destituição de auditores independentes. Nosso Comitê de Auditoria tem a autoridade para recomendar políticas e procedimentos de pré-aprovação ao nosso Conselho de Administração

para a contratação dos nossos serviços de auditor independente. No momento, nosso Conselho de Administração decidiu não estabelecer essas políticas e procedimentos de pré-aprovação para assuntos da sua competência. Em casos da sua competência, nosso Conselho de Administração aprova expressamente a contratação dos nossos auditores independentes para serviços prestados para nossas controladas ou para nós. Nosso estatuto social proíbe nosso auditor independente de prestar serviços de consultoria para nós durante a vigência do referido contrato de auditoria.

Item 16D. Isenções das Normas de Listagem para Comitês de Auditoria

Segundo as regras de comitê de auditoria de companhia aberta da NYSE e da SEC, precisamos cumprir a Regra 10A-3 da Lei de Câmbio, que exige que estabeleçamos um Comitê de Auditoria, composto por membros do Conselho de Administração, que cumpra requisitos especificados. Na dependência da isenção na Regra 10A-3(b)(iv)(E), designamos um membro para nosso Comitê de Auditoria, Jerônimo Antunes, que é um representante do governo federal brasileiro, o qual é um dos nossos acionistas controladores e, portanto, uma das nossas coligadas. Em nossa avaliação, o Sr. Antunes age de forma independente ao exercer as responsabilidades de um membro do comitê de auditoria conforme a Lei Sarbanes-Oxley e cumpre as outras exigências da Regra 10A-3 da Lei de Câmbio (“Exchange Act”).

Item 16E. Compras de Ações pelo Emissor e Compradores Afiliados

Durante o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2017, nem um “comprador afiliado”, como definido na Regra 10b-18(a)(3) da Lei de Valores Mobiliários e Câmbio (“Securities Exchange Act”), nem nós compramos qualquer uma das nossas ações.

Item 16F. Alteração no Contador de Certificação do Solicitando do Registro

Não aplicável.

Item 16G. Governança Corporativa

Comparação das Práticas de Governança Corporativa da Petrobras com as Exigências de Governança Corporativa da NYSE Aplicáveis a Companhias dos Estados Unidos

Segundo as regras da NYSE, os emissores privados estrangeiros estão sujeitos a um conjunto mais limitado de exigências de governança corporativa do que os emissores nacionais dos Estados Unidos. Como emissor privado estrangeiro, precisamos cumprir as quatro regras de governança corporativa principais da NYSE: (i) precisamos cumprir as exigências da Regra 10A-3 do *Securities Exchange Act*; (ii) nosso CEO precisa notificar a NYSE imediatamente, por escrito, depois que qualquer diretor ficar ciente de uma não conformidade significativa com as regras de governança corporativa da NYSE aplicáveis; (iii) precisamos fornecer à NYSE afirmações por escrito anuais e provisórias, conforme exigido pelas regras de governança corporativa da NYSE; e (iv) precisamos fornecer uma breve descrição das diferenças significativas entre nossas práticas corporativas e aquelas seguidas por companhias dos Estados Unidos no âmbito das normas de listagem da NYSE.

A tabela abaixo descreve brevemente as diferenças significativas entre nossas práticas de governança corporativa e as regras de governança corporativa da NYSE.

Seção	Regras de Governança Corporativa da Bolsa de Valores de Nova York para Emissores Nacionais dos Estados Unidos	Práticas da Petrobras
	Independência dos Conselheiros	

Seção	Regras de Governança Corporativa da Bolsa de Valores de Nova York para Emissores Nacionais dos Estados Unidos	Práticas da Petrobras
303A.01	As companhias abertas precisam ter uma maioria de conselheiros independentes. As “companhias controladas” não são obrigadas a cumprir essa exigência.	A Petrobras é uma companhia controlada porque a maioria do seu poder de voto está sob o controle da União Federal. Por ser uma companhia controlada, a Petrobras não seria obrigada a cumprir a exigência de maioria de conselheiros independentes se fosse um emissor nacional nos Estados Unidos. De acordo com nosso estatuto social, somos obrigados a ter um mínimo de 30% de conselheiros independentes.
303A.03	Os conselheiros não executivos de cada companhia aberta precisam se reunir em sessões executivas regulares sem a Administração.	À exceção do CEO da companhia (que também é um conselheiro), todos os conselheiros da Petrobras são não executivos. O regimento do Conselho de Administração da Petrobras estipula que, se um assunto específico puder representar um conflito de interesses, o CEO deverá se retirar da reunião, que continuará sem a presença dele.
Comitê de Indicação/Governança Corporativa		
303A.04	As companhias abertas precisam ter um comitê de indicação/governança corporativa composto inteiramente por conselheiros independentes, com regimento interno que cubra algumas funções específicas. As “companhias controladas” não são obrigadas a cumprir essa exigência.	A Petrobras tem um comitê estatutário lei que verifica a conformidade da indicação dos membros do Conselho Fiscal, da Diretoria Executiva e do Conselho de Administração da Petrobras, assim como dos membros externos dos comitês de assessoramento do Conselho de Administração. O regimento interno do comitê de indicação define que a maioria dos seus membros seja independente. O Conselho de Administração da Petrobras desenvolve, avalia e aprova os princípios de governança corporativa. Por ser uma companhia controlada, a Petrobras não seria obrigada a cumprir a exigência de comitê de indicação/governança corporativa se fosse um emissor nacional nos Estados Unidos.
Comitê de Compensação		
303A.05	As companhias abertas precisam ter um comitê de compensação composto inteiramente por conselheiros independentes, com regimento interno que cubra algumas funções específicas. As “companhias controladas” não são obrigadas a cumprir essa exigência.	A Petrobras tem um comitê de assessoramento ao Conselho de Administração a respeito de remuneração e sucessão gerencial. O regimento interno desse Comitê define que a maioria dos seus membros seja independente. Por ser uma companhia controlada, a Petrobras não seria obrigada a cumprir a exigência de comitê de compensação se fosse um emissor nacional nos Estados Unidos.
Comitê de Auditoria		
303A.06 303A.07	As companhias abertas precisam ter um comitê de auditoria com um mínimo de três conselheiros independentes que cumpram as exigências de independência da Regra 10A-3 do <i>Securities Exchange Act</i> , com regimento interno que cubra algumas funções específicas.	O Comitê de Auditoria da Petrobras é um comitê estatutário de assessoramento ao Conselho de Administração, sendo formado por membros que cumprem as exigências de independência estabelecidas na Regra 10A-3 da do <i>Securities Exchange Act</i> . O regimento interno do Comitê de Auditoria estabelece suas responsabilidades, que incluem, dentre outras: (i) reforçar a ligação com os auditores externos, permitindo uma supervisão mais rigorosa do trabalho deles e de questões referentes à competência e à independência deles; (ii) assegurar a conformidade legal e regulamentar, inclusive a respeito dos controles internos, procedimentos de conformidade e ética; e (iii) monitorar a posição financeira da companhia, especialmente quanto aos riscos, trabalho de auditoria interna e divulgação financeira.
Planos de Remuneração em Ações		
303A.08	Os acionistas precisam ter a oportunidade de votar em planos de remuneração por meio de ações e revisões significativas, com exceções limitadas, conforme estabelecido pelas regras da NYSE.	Segundo a Lei das Sociedades por Ações brasileira, a aprovação dos acionistas é necessária para a adoção e a revisão de todos os planos de remuneração em ações. No momento, a Petrobras não tem planos de remuneração em ações.

Seção	Regras de Governança Corporativa da Bolsa de Valores de Nova York para Emissores Nacionais dos Estados Unidos		Práticas da Petrobras
	Diretrizes de Governança Corporativa		
303A.09	As companhias abertas precisam adotar e divulgar diretrizes de governança corporativa.		A Petrobras possui um conjunto de Diretrizes de Governança Corporativa que abordam as normas de qualificação dos conselheiros, responsabilidades, compensação, orientação, avaliações e acesso a informações pela Administração. As diretrizes não refletem as exigências de independência estabelecidas nas Seções 303A.01 e 303A.02 das regras da NYSE. Algumas partes das diretrizes, incluindo as responsabilidades e as seções de compensação, não são discutidas com o mesmo nível de detalhe estabelecido nos comentários às regras da NYSE. As diretrizes estão disponíveis no site da Petrobras.
	Código de Ética para Conselheiros, Diretores e Empregados		
303A.10	As companhias abertas precisam adotar e divulgar um código de conduta de negócios e ética para conselheiros, diretores e empregados, assim como divulgar imediatamente quaisquer dispensas do código para conselheiros ou diretores.		A Petrobras tem um Código de Ética e um Guia de Conduta aplicáveis aos seus conselheiros, diretores, Alta Administração, empregados, estagiários e prestadores de serviços dentro do Sistema Petrobras, além de um Código de Boas Práticas aplicável aos seus conselheiros, diretores, Alta Administração, empregados e colaboradores. Não são permitidas dispensas das disposições do Código de Ética, Guia de Conduta ou Código de Boas Práticas. Esses documentos estão disponíveis no site da Petrobras.
	Exigências de Certificação		
303A.12	O CEO de cada companhia aberta precisa certificar à NYSE, anualmente, que não está ciente de nenhuma violação das normas de listagem de governança corporativa da NYSE pela companhia.		Nosso CEO notificará imediatamente a NYSE, por escrito, se algum diretor executivo ficar ciente de alguma não conformidade significativa referente a quaisquer disposições aplicáveis das regras de governança corporativa da NYSE.

Item 16H. Divulgação de Segurança das Minas

Não aplicável.

PARTE III

Item 17. Demonstrações Contábeis

Não aplicável.

Item 18. Demonstrações Contábeis

Consulte as páginas F-2 a F-132, incorporadas a este documento por referência.

Conforme a Regra 3-09 da Norma S-X, somos obrigados a apresentar as demonstrações contábeis da nossa investida Braskem S.A. neste relatório anual. Pretendemos fazer isso em uma alteração ao presente relatório anual, conforme permitido pela Regra 3-09, exceto se recebermos uma dispensa dessa exigência.

Item 19. Anexos

<u>Nº</u>	<u>Descrição</u>
1.1	Estatuto social alterado da Petróleo Brasileiro S.A.-Petrobras, datado de 15 de dezembro de 2017.
2.1	Escritura, datada de 19 de julho de 2002, entre a Petrobras International Finance Company e o JPMorgan Chase Bank, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.5 da Declaração de Registro da Petrobras International Finance Company e da Petrobras no Formulário F-3, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 05 de julho de 2002, e cujas alterações foram apresentadas em 19 de julho de 2002 e 14 de agosto de 2002 (arquivos nº 333-92044 and 333-92044-01)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000095013002005170/dex45.txt .
2,2	Escritura, datada de 15 de dezembro de 2006, entre a Petrobras International Finance Company e o Bank of New York, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.9 da Declaração de Registro da Petrobras e da Petrobras International Finance Company no Formulário F-3, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 18 de dezembro de 2006 (arquivos nº 333-139459 e 333-139459-01)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000095012306015330/y28071exv4w9.htm .
2.3	Quinta Escritura Complementar Alterada e Reapresentada, inicialmente datada de 06 de outubro de 2006, alterada e reapresentada em 07 de fevereiro de 2007, alterada e reapresentada em 31 de março de 2010, entre a Petrobras International Finance Company, a Petrobras e o Bank of New York Mellon (como sucessor do JPMorgan Chase Bank), como Administrador, em relação aos 6,125% de <i>Global notes</i> devidas em 2016 (incorporada por referência ao Apêndice 2.14 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 20 de maio de 2010 (arquivos nº 001-15106 e 001-33121)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281410001665/exhibit214.htm .
2.6	Terceira Escritura Complementar, datada de 30 de outubro de 2009, entre a Petrobras International Finance Company, a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador, em relação aos 5,75% de <i>Global notes</i> devidas em 2020 (incorporada por referência ao Apêndice 2.35 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 20 de maio de 2010 (arquivos nº 001-15106 e 001-33121)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281410001665/exhibit235.htm .
2.7	Quarta Escritura Complementar, datada de 30 de outubro de 2009, entre a Petrobras International Finance Company, a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador, em relação aos 6,875% de <i>Global notes</i> devidas em 2040 (incorporada por referência ao Apêndice 2.36 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 20 de maio de 2010 (arquivos nº 001-15106 e 001-33121)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281410001665/exhibit236.htm .
2.8	Garantia para os 5,75% de <i>Global notes</i> devidas em 2020, datada de 30 de outubro de 2009, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 2.37 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 20 de maio de 2010 (arquivos nº 001-15106 e 001-33121)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281410001665/exhibit237.htm .
2.9	Garantia para os 6,875% de <i>Global notes</i> devidas em 2040, datada de 30 de outubro de 2009, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 2.38 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 20 de maio de 2010 (arquivos nº 001-15106 e 001-33121)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281410001665/exhibit238.htm .
2.10	Primeira Escritura Complementar Alterada e Reapresentada, inicialmente datada de 1º de novembro de 2007, alterada e reapresentada em 11 de janeiro de 2008, alterada e reapresentada em 31 de março de 2010, entre a Petrobras International Finance Company, a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador, em relação aos 5,875% de <i>Global notes</i> devidas em 2018 (incorporada por referência ao Apêndice 2.15 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 20 de maio de 2010 (arquivos nº 001-15106 e 001-33121)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281410001665/exhibit215.htm .
2.11	Contrato de Cessão Onerosa, datado de 03 de setembro de 2010, entre a Petrobras, o governo federal brasileiro e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (incorporado por referência ao Apêndice 2.47 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 26 de maio de 2011 (arquivos nº 001-15106 e 001-33121)) e disponível aqui: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/00012928141001552/exhibit247.htm .

<u>Nº</u>	<u>Descrição</u>
2.12	Oitava Escritura Complementar, datada de 09 de dezembro de 2011, entre a Petrobras International Finance Company, a Petrobras, o Bank of New York Mellon, como Administrador, o Bank of New York Mellon, Filial de Londres, como Agente Pagador Principal, e o Bank of New York Mellon (Luxembourg) S.A., como Agente Pagador de Luxemburgo, em relação aos 4,875% de <i>Global notes</i> devidas em 2018 (incorporada por referência ao Apêndice 4.2 do Formulário 6-K da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 09 de dezembro de 2011 (arquivos nº 001-15106 e 001-33121)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000119312511336528/d267683dex42.htm .
2.13	Nona Escritura Complementar, datada de 09 de dezembro de 2011, entre a Petrobras International Finance Company, a Petrobras, o Bank of New York Mellon, como Administrador, o Bank of New York Mellon, Filial de Londres, como Agente Pagador Principal, e o Bank of New York Mellon (Luxembourg) S.A., como Agente Pagador de Luxemburgo, em relação aos 5,875% de <i>Global notes</i> devidas em 2022 (incorporada por referência ao Apêndice 4.5 do Formulário 6-K da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 09 de dezembro de 2011 (arquivos nº 001-15106 e 001-33121)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000119312511336528/d267683dex45.htm .
2.14	Garantia para os 4,875% de <i>Global notes</i> devidas em 2018, datada de 09 de dezembro de 2011, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.1 no Formulário 6-K da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 09 de dezembro de 2011 (arquivos nº 001-15106 e 001-33121)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000119312511336528/d267683dex41.htm .
2.15	Garantia para os 5,875% de <i>Global notes</i> devidas em 2022, datada de 09 de dezembro de 2011, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.4 no Formulário 6-K da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 09 de dezembro de 2011 (arquivos nº 001-15106 e 001-33121)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000119312511336528/d267683dex44.htm .
2.16	Décima Escritura Complementar, datada de 12 de dezembro de 2011, entre a Petrobras International Finance Company, a Petrobras, o Bank of New York Mellon, como Administrador, o Bank of New York Mellon, Filial de Londres, como Agente Pagador Principal, e o Bank of New York Mellon (Luxembourg) S.A., como Agente Pagador de Luxemburgo, em relação aos 6,250% de <i>Global notes</i> devidas em 2026 (incorporada por referência ao Apêndice 4.2 do Formulário 6-K da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 12 de dezembro de 2011 (arquivos nº 001-15106 e 001-33121)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000119312511337940/d267680dex42.htm .
2.17	Garantia para os 6,250% de <i>Global notes</i> devidas em 2026, datada de 12 de dezembro de 2011, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.1 no Formulário 6-K da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 12 de dezembro de 2011 (arquivos nº 001-15106 e 001-33121)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000119312511337940/d267680dex41.htm .
2.18	Contrato de Depósito Alterado e Reapresentado, datado de 03 de janeiro de 2012, entre a Petrobras, o Bank of New York Mellon, como depositário, e os titulares e beneficiários registrados, de tempos em tempos, das ADSs, que representam as ações ordinárias da Petrobras, e o Formulário de ADR que indica ADSs que representam as ações ordinárias da Petrobras (incorporados por referência ao Apêndice 2.1 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 02 de abril de 2012 (arquivos nº 001-15106 e 001-33121)) e disponíveis em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281412000786/exhibit21.htm .
2.19	Contrato de Depósito Alterado e Reapresentado, datado de 03 de janeiro de 2012, entre a Petrobras, o Bank of New York Mellon, como depositário, e os titulares e beneficiários registrados, de tempos em tempos, das ADSs, que representam as ações preferenciais da Petrobras, e o Formulário de ADR que indica ADSs que representam as ações preferenciais da Petrobras (incorporados por referência ao Apêndice 2.2 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 02 de abril de 2012 (arquivos nº 001-15106 e 001-33121)) e disponíveis em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281412000786/exhibit22.htm .
2.20	Sexta Escritura Complementar Alterada e Reapresentada, datada de 06 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras International Finance Company, a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador, em relação aos 5,375% de <i>Global notes</i> devidas em 2021 (incorporada por referência ao Apêndice 4.2 no Formulário 6-K da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 06 de fevereiro de 2012 (arquivos nº 001-15106 e 001-33121)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000119312512040841/d293114dex42.htm .

Nº	Descrição
2.21	Sétima Escritura Complementar Alterada e Reapresentada, datada de 06 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras International Finance Company, a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador, em relação aos 6,750% de <i>Global notes</i> devidas em 2041 (incorporada por referência ao Apêndice 4.5 no Formulário 6-K da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 06 de fevereiro de 2012 (arquivos nº 001-15106 e 001-33121)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000119312512040841/d293114dex45.htm .
2.22	Décima Segunda Escritura Complementar, datada de 06 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras International Finance Company, a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador, em relação aos 3,500% de <i>Global notes</i> devidas em 2017 (incorporada por referência ao Apêndice 4.11 no Formulário 6-K da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 06 de fevereiro de 2012 (arquivos nº 001-15106 e 001-33121)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000119312512040841/d293114dex411.htm .
2.23	Garantia Alterada e Reapresentada para os 5,375% de <i>Global notes</i> devidas em 2021, datada de 06 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.1 no Formulário 6-K da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 06 de fevereiro de 2012 (arquivos nº 001-15106 e 001-33121)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000119312512040841/d293114dex41.htm .
2.24	Garantia Alterada e Reapresentada para os 6,750% de <i>Global notes</i> devidas em 2041, datada de 06 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.4 no Formulário 6-K da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 06 de fevereiro de 2012 (arquivos nº 001-15106 e 001-33121)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000119312512040841/d293114dex44.htm .
2.25	Garantia para os 3,500% de <i>Global notes</i> devidas em 2017, datada de 06 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.10 no Formulário 6-K da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 06 de fevereiro de 2012 (arquivos nº 001-15106 e 001-33121)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000119312512040841/d293114dex410.htm .
2.26	Sexta Escritura Complementar, datada de 10 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras International Finance Company, a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 2.11 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 02 de abril de 2012 (arquivos nº 001-15106 e 001-33121)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281412000786/exhibit211.htm .
2.27	Décima Terceira Escritura Complementar, datada de 10 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras International Finance Company, a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 2.60 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 02 de abril de 2012 (arquivos nº 001-15106 e 001-33121)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281412000786/exhibit260.htm .
2.28	Garantia Alterada e Reapresentada para os 6,125% de <i>Global notes</i> devidas em 2016, datada de 10 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 2.31 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 02 de abril de 2012 (arquivos nº 001-15106 e 001-33121)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281412000786/exhibit231.htm .
2.29	Garantia Alterada e Reapresentada para os 8,375% de <i>Global notes</i> devidas em 2018, datada de 10 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 2.16 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 02 de abril de 2012 (arquivos nº 001-15106 e 001-33121)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281412000786/exhibit216.htm .
2.30	Garantia Alterada e Reapresentada para os 5,875% de <i>Global notes</i> devidas em 2018, datada de 10 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 2.33 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 02 de abril de 2012 (arquivos nº 001-15106 e 001-33121)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281412000786/exhibit233.htm .

<u>Nº</u>	<u>Descrição</u>
2.31	Escritura, datada de 29 de agosto de 2012, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.3 da Declaração de Registro da Petrobras, da Petrobras International Finance Company e da Petrobras Global Finance B.V. no Formulário F-3, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 29 de agosto de 2012 (arquivos nº 333-183618, 333-183618-01 e 333-183618-02)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281412002203/exhibit4_3.htm .
2.32	Escritura, datada de 29 de agosto de 2012, entre a Petrobras Global Finance B.V. e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.5 da Declaração de Registro no Formulário F-3 da Petrobras, da Petrobras International Finance Company e da Petrobras Global Finance B.V., apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 29 de agosto de 2012 (arquivos nº 333-183618, 333-183618-01 e 333-183618-02)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281412002203/exhibit4_5.htm .
2.33	Segunda Escritura Complementar, datada de 1º de outubro de 2012, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras, o Bank of New York Mellon, como Administrador, o Bank of New York Mellon, Filial de Londres, como agente pagador principal, e o Bank of New York Mellon (Luxembourg) S.A., como agente pagador de Luxemburgo, em relação aos 4,25% de <i>Global notes</i> devidas em 2023 (incorporada por referência ao Apêndice 4.5 do Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 1º de outubro de 2012 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281412002356/exhibit4_5.htm .
2.34	Terceira Escritura Complementar, datada de 1º de outubro de 2012, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras, o Bank of New York Mellon, como Administrador, o Bank of New York Mellon, Filial de Londres, como agente pagador principal, e o Bank of New York Mellon (Luxembourg) S.A., como agente pagador de Luxemburgo, em relação aos 5,375% de <i>Global notes</i> devidas em 2029 (incorporada por referência ao Apêndice 4.8 do Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 1º de outubro de 2012 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281412002356/exhibit4_8.htm .
2.35	Garantia para os 4,25% de <i>Global notes</i> devidas em 2023, datada de 1º de outubro de 2012, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.4 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 1º de outubro de 2012 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281412002356/exhibit4_4.htm .
2.36	Garantia para os 5,375% de <i>Global notes</i> devidas em 2029, datada de 1º de outubro de 2012, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.7 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 1º de outubro de 2012 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281412002356/exhibit4_7.htm .
2.37	Terceira Escritura Complementar Alterada e Reapresentada, inicialmente datada de 10 de dezembro de 2003, alterada e reapresentada em 31 de março de 2010 e alterada e reapresentada em 25 de março de 2013, entre a Petrobras International Finance Company, a Petrobras e o Bank of New York Mellon (como sucessor do JPMorgan Chase Bank), como Administrador, em relação aos 8,375% de <i>Global notes</i> devidas em 2018 (incorporada por referência ao Apêndice 2.41 do Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 29 de abril de 2013 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281413000928/exhibit_241.htm .
2.38	Quarta Escritura Complementar, datada de 20 de maio de 2013, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador, em relação aos 2,000% de <i>Global notes</i> devidas em 2016 (incorporada por referência ao Apêndice 4.2 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 20 de maio de 2013 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281413001223/exhibit4_2.htm .
2.39	Sexta Escritura Complementar, datada de 20 de maio de 2013, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador, em relação aos 4,375% de <i>Global notes</i> devidas em 2023 (incorporada por referência ao Apêndice 4.8 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 20 de maio de 2013 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281413001223/exhibit4_8.htm .
2.40	Sétima Escritura Complementar, datada de 20 de maio de 2013, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador, em relação aos 5,625% de <i>Global notes</i> devidas em 2043 (incorporada por referência ao Apêndice 4.11 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 20 de maio de 2013 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281413001223/exhibit4_11.htm .

<u>Nº</u>	<u>Descrição</u>
2.41	Oitava Escritura Complementar, datada de 20 de maio de 2013, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador, em relação às <i>Global notes</i> com Taxa Flutuante devidas em 2016 (incorporada por referência ao Apêndice 4.14 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 20 de maio de 2013 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281413001223/exhibit4_14.htm .
2.42	Nona Escritura Complementar, datada de 20 de maio de 2013, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador, em relação às <i>Global notes</i> com Taxa Flutuante devidas em 2019 (incorporada por referência ao Apêndice 4.17 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 20 de maio de 2013 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281413001223/exhibit4_17.htm .
2.43	Garantia para os 2,000% de <i>Global notes</i> devidas em 2016, datada de 20 de maio de 2013, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.1 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 20 de maio de 2013 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281413001223/exhibit4_1.htm .
2.44	Garantia para os 4,375% de <i>Global notes</i> devidas em 2023, datada de 20 de maio de 2013, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.7 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 20 de maio de 2013 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281413001223/exhibit4_7.htm .
2.45	Garantia para os 5,625% de <i>Global notes</i> devidas em 2043, datada de 20 de maio de 2013, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.10 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 20 de maio de 2013 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281413001223/exhibit4_10.htm .
2.46	Garantia para as <i>Global notes</i> com Taxa Flutuante devidas em 2016, datada de 20 de maio de 2013, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.13 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 20 de maio de 2013 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281413001223/exhibit4_13.htm .
2.47	Garantia para as <i>Global notes</i> com Taxa Flutuante devidas em 2019, datada de 20 de maio de 2013, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.16 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 20 de maio de 2013 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281413001223/exhibit4_16.htm .
2.48	Contrato de Partilha de Produção, datado de 02 de dezembro de 2013, entre a Petrobras, a Shell Brasil Petróleo Ltda., a Total E&P do Brasil Ltda., a CNOOC Brasil Petróleo e Gás Ltda. e a CNOOC Petroleum Brasil Ltda., o governo federal brasileiro, a Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (incorporado por referência ao Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 30 de abril de 2014 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281414001060/pbraform20f_2013.htm#_Toc383779449 . O valor dos títulos de dívida em longo prazo da Petrobras autorizados no âmbito de qualquer instrumento não excede 10% do total de ativos em base consolidada. Por meio deste, a Petrobras concorda em fornecer à SEC, mediante pedido, uma cópia de qualquer instrumento que defina os direitos dos titulares dos seus títulos de dívida em longo prazo ou das suas controladas para as quais é obrigatória a apresentação de demonstrações financeiras consolidadas ou não consolidadas.
2.49	Décima Escritura Complementar, datada de 14 de janeiro de 2014, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras, o Bank of New York Mellon, como Administrador, o Bank of New York Mellon, Filial de Londres, como agente pagador principal, e o Bank of New York Mellon (Luxembourg) S.A., como agente pagador de Luxemburgo, em relação aos 2,750% de <i>Global notes</i> devidas em 2018 (incorporada por referência ao Apêndice 4.2 do Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 14 de janeiro de 2014 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281414000076/exhibit4_2.htm .
2.50	Décima Primeira Escritura Complementar, datada de 14 de janeiro de 2014, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras, o Bank of New York Mellon, como Administrador, o Bank of New York Mellon, Filial de Londres, como agente pagador principal, e o Bank of New York Mellon (Luxembourg) S.A., como agente pagador de Luxemburgo, em relação aos 3,750% de <i>Global notes</i> devidas em 2021 (incorporada por referência ao Apêndice 4.5 do Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 14 de janeiro de 2014 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281414000076/exhibit4_5.htm .

<u>Nº</u>	<u>Descrição</u>
2.51	Décima Segunda Escritura Complementar, datada de 14 de janeiro de 2014, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras, o Bank of New York Mellon, como Administrador, o Bank of New York Mellon, Filial de Londres, como agente pagador principal, e o Bank of New York Mellon (Luxembourg) S.A., como agente pagador de Luxemburgo, em relação aos 4,750% de <i>Global notes</i> devidas em 2025 (incorporada por referência ao Apêndice 4.8 do Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 14 de janeiro de 2014 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281414000076/exhibit4_8.htm .
2.52	Décima Terceira Escritura Complementar, datada de 14 de janeiro de 2014, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras, o Bank of New York Mellon, como Administrador, o Bank of New York Mellon, Filial de Londres, como agente pagador principal, e o Bank of New York Mellon (Luxembourg) S.A., como agente pagador de Luxemburgo, em relação aos 6,625% de <i>Global notes</i> devidas em 2034 (incorporada por referência ao Apêndice 4.11 do Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 14 de janeiro de 2014 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281414000076/exhibit4_11.htm .
2.53	Garantia para os 2,750% de <i>Global notes</i> devidas em 2018, datada de 14 de janeiro de 2014, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.1 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 14 de janeiro de 2014 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281414000076/exhibit4_1.htm .
2.54	Garantia para os 3,750% de <i>Global notes</i> devidas em 2021, datada de 14 de janeiro de 2014, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.4 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 14 de janeiro de 2014 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281414000076/exhibit4_4.htm .
2.55	Garantia para os 4,750% de <i>Global notes</i> devidas em 2025, datada de 14 de janeiro de 2014, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.7 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 14 de janeiro de 2014 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281414000076/exhibit4_7.htm .
2.56	Garantia para os 6,625% de <i>Global notes</i> devidas em 2034, datada de 14 de janeiro de 2014, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.10 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 14 de janeiro de 2014 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281414000076/exhibit4_10.htm .
2.57	Décima Quarta Escritura Complementar, datada de 17 de maio de 2014, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador, em relação aos 3,250% de <i>Global notes</i> devidas em 2017 (incorporada por referência ao Apêndice 4.2 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 17 de março de 2014 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281414000596/exhibit4_02.htm .
2.58	Décima Quinta Escritura Complementar, datada de 17 de maio de 2014, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador, em relação aos 4,875% de <i>Global notes</i> devidas em 2020 (incorporada por referência ao Apêndice 4.5 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 17 de março de 2014 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281414000596/exhibit4_05.htm .
2.59	Décima Sexta Escritura Complementar, datada de 17 de maio de 2014, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador, em relação aos 6,250% de <i>Global notes</i> devidas em 2024 (incorporada por referência ao Apêndice 4.8 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 17 de março de 2014 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281414000596/exhibit4_08.htm .
2.60	Décima Sétima Escritura Complementar, datada de 17 de maio de 2014, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador, em relação aos 7,250% de <i>Global notes</i> devidas em 2044 (incorporada por referência ao Apêndice 4.11 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 17 de março de 2014 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281414000596/exhibit4_11.htm .
2.61	Décima Oitava Escritura Complementar, datada de 17 de maio de 2014, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador, em relação às <i>Global notes</i> com Taxa Flutuante devidas em 2017 (incorporada por referência ao Apêndice 4.14 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 17 de março de 2014 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281414000596/exhibit4_14.htm .

<u>Nº</u>	<u>Descrição</u>
2.62	Décima Nona Escritura Complementar, datada de 17 de maio de 2014, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador, em relação às <i>Global notes</i> com Taxa Flutuante devidas em 2020 (incorporada por referência ao Apêndice 4.17 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 17 de março de 2014 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281414000596/exhibit4_17.htm .
2.63	Garantia para os 3,250% de <i>Global notes</i> devidas em 2017, datada de 17 de março de 2014, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.1 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 17 de março de 2014 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281414000596/exhibit4_01.htm .
2.64	Garantia para os 4,875% de <i>Global notes</i> devidas em 2020, datada de 17 de março de 2014, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.4 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 17 de março de 2014 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281414000596/exhibit4_04.htm .
2.65	Garantia para os 6,250% de <i>Global notes</i> devidas em 2024, datada de 17 de março de 2014, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.7 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 17 de março de 2014 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281414000596/exhibit4_07.htm .
2.66	Garantia para os 7,250% de <i>Global notes</i> devidas em 2044, datada de 17 de março de 2014, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.10 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 17 de março de 2014 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281414000596/exhibit4_10.htm .
2.67	Garantia para as <i>Global notes</i> com Taxa Flutuante devidas em 2017, datada de 17 de março de 2014, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.13 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 17 de março de 2014 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281414000596/exhibit4_13.htm .
2.68	Garantia para as <i>Global notes</i> com Taxa Flutuante devidas em 2020, datada de 17 de março de 2014, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.16 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 17 de março de 2014 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281414000596/exhibit4_16.htm .
2.69	Sétima Escritura Complementar, datada de 28 de dezembro de 2014, entre a Petrobras International Finance Company S.A., a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.1 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 15 de janeiro de 2015 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000090342315000014/petrobras-6kex41_0112.htm .
2.70	Décima Quarta Escritura Complementar, datada de 28 de dezembro de 2014, entre a Petrobras International Finance Company S.A., a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.2 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 15 de janeiro de 2015 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000090342315000014/petrobras-6kex42_0112.htm .
2.71	Primeira Alteração às Garantias, datada de 28 de dezembro de 2014, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.3 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 15 de janeiro de 2015 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000090342315000014/petrobras-6kex43_0112.htm .
2.72	Vigésima Escritura Complementar, datada de 05 de junho de 2015, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador, em relação aos 6,850% de <i>Global notes</i> devidas em 2115 (incorporada por referência ao Apêndice 4.2 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 05 de junho de 2015 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281415001448/exhibit4_2.htm .
2.73	Garantia para os 6,850% de <i>Global notes</i> devidas em 2115, datada de 05 de junho de 2015, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.1 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 05 de junho de 2015 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281415001448/exhibit4_1.htm .

<u>Nº</u>	<u>Descrição</u>
2.74	Vigésima Primeira Escritura Complementar, datada de 23 de maio de 2016, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o Bank of New York Mellon, em relação aos 8,375% de <i>Global notes</i> devidas em 2021 (incorporada por referência ao Apêndice 4.2 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 23 de maio de 2016 (arquivo nº 01-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281416004816/exhibit4_2.htm .
2.75	Vigésima Primeira Escritura Complementar Alterada e Reapresentada, datada de 13 de julho de 2016, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o Bank of New York Mellon, em relação aos 8,375% de <i>Global notes</i> devidas em 2021 (incorporada por referência ao Apêndice 4.2 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 13 de julho de 2016 (arquivo nº 01-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281416005278/exhibit4_2.htm .
2.76	Vigésima Segunda Escritura Complementar, datada de 23 de maio de 2016, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o Bank of New York Mellon, em relação aos 8,750% de <i>Global notes</i> devidas em 2027 (incorporada por referência ao Apêndice 4.5 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 23 de maio de 2016 (arquivo nº 01-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281416004816/exhibit4_5.htm .
2.77	Vigésima Segunda Escritura Complementar Alterada e Reapresentada, datada de 13 de julho de 2016, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o Bank of New York Mellon, em relação aos 8,750% de <i>Global notes</i> devidas em 2027 (incorporada por referência ao Apêndice 4.5 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 13 de julho de 2016 (arquivo nº 01-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281416005278/exhibit4_5.htm .
2.78	Vigésima Terceira Escritura Complementar, datada de 17 de janeiro de 2017, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o Bank of New York Mellon, em relação aos 6,125% de <i>Global notes</i> devidas em 2022 (incorporada por referência ao Apêndice 4.2 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 17 de janeiro de 2017 (arquivo nº 01-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000119312517011044/d268745dex42.htm .
2.79	Vigésima Quarta Escritura Complementar, datada de 17 de janeiro de 2017, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o Bank of New York Mellon, em relação aos 7,375% de <i>Global notes</i> devidas em 2027 (incorporada por referência ao Apêndice 4.5 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 17 de janeiro de 2017 (arquivo nº 01-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000119312517011044/d268745dex45.htm .
2.80	Garantia para os 8,375% de <i>Global notes</i> devidas em 2021, datada de 23 de maio de 2016, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.1 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 23 de maio de 2016 (arquivo nº 01-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281416004816/exhibit4_1.htm .
2.81	Garantia Alterada e Reapresentada para os 8,375% de <i>Global notes</i> devidas em 2021, datada de 13 de julho de 2016, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.1 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 13 de julho de 2016 (arquivo nº 01-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281416005278/exhibit4_1.htm .
2.82	Garantia para os 8,750% de <i>Global notes</i> devidas em 2026, datada de 23 de maio de 2016, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.4 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 23 de maio de 2016 (arquivo nº 01-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281416004816/exhibit4_4.htm .
2.83	Garantia Alterada e Reapresentada para os 8,750% de <i>Global notes</i> devidas em 2026, datada de 13 de julho de 2016, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.4 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 13 de julho de 2016 (arquivo nº 01-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000129281416005278/exhibit4_4.htm .
2.84	Garantia para os 6,125% de <i>Global notes</i> devidas em 2022, datada de 17 de janeiro de 2017, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.1 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 17 de janeiro de 2017 (arquivo nº 01-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000119312517011044/d268745dex41.htm .
2.85	Garantia para os 7,375% de <i>Global notes</i> devidas em 2027, datada de 17 de janeiro de 2017, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.4 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 17 de janeiro de 2017 (arquivo nº 01-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000119312517011044/d268745dex44.htm .
2.86	Oitava Escritura Complementar, datada de 13 de julho de 2016, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador, em relação aos 8,375% de <i>Global notes</i> devidas em 2018 (incorporada por referência ao Apêndice 2.90 no Formulário 20-F, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 27 de abril de 2017 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000119312517140235/d375139dex290.htm .
2.87	Segunda Alteração à Garantia, datada de 13 de julho de 2016, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador, em relação aos 8,375% de <i>Global notes</i> devidas em 2018 (incorporada por referência ao Apêndice 2.91 no Formulário 20-F da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 27 de abril de 2017 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000119312517140235/d375139dex291.htm .

<u>Nº</u>	<u>Descrição</u>
2.88	Vigésima Terceira Escritura Complementar Alterada e Reapresentada, datada de 17 de janeiro de 2017, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o Bank of New York Mellon, em relação aos 6,125% de <i>Global notes</i> devidas em 2022 (incorporada por referência ao Apêndice 4.2 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 22 de maio de 2017 (arquivo nº 01-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000119312517011044/d268745dex42.htm .
2.89	Vigésima Quarta Escritura Complementar Alterada e Reapresentada, datada de 22 de maio de 2017, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o Bank of New York Mellon, em relação aos 7,375% de <i>Global notes</i> devidas em 2027 (incorporada por referência ao Apêndice 4.5 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 22 de maio de 2017 (arquivo nº 01-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000119312517177810/d384099dex45.htm .
2.90	Décima Sétima Escritura Complementar Alterada e Reapresentada, datada de 22 de maio de 2017, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador, em relação aos 7,250% de <i>Global notes</i> devidas em 2044 (incorporada por referência ao Apêndice 4.8 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 22 de maio de 2017 (arquivo nº 01-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000119312517177810/d384099dex48.htm .
2.91	Escritura, datada de setembro de 2017, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como depositário, em relação aos 5,299% de <i>Global notes</i> devidas em 2025.
2.92	Escritura, datada de setembro de 2017, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como depositário, em relação aos 5,999% de <i>Global notes</i> devidas em 2028.
2.93	Vigésima Quinta Escritura Complementar, datada de 1º de fevereiro de 2018, entre a Petrobras Global Finance B.V., a Petrobras e o Bank of New York Mellon, em relação aos 5,750% de <i>Global notes</i> devidas em 2029 (incorporada por referência ao Apêndice 4.2 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 1º de fevereiro de 2018 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000119312518028743/d526818dex42.htm .
2.94	Garantia para os 5,750% de <i>Global notes</i> devidas em 2029, datada de 1º de fevereiro de 2018, entre a Petrobras e o Bank of New York Mellon, como Administrador (incorporada por referência ao Apêndice 4.1 no Formulário 6-K da Petrobras, apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 1º de fevereiro de 2018 (arquivo nº 001-15106)) e disponível em: https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1119639/000119312518028743/d526818dex41.htm .
4.1	Formulário do Contrato de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de petróleo bruto e gás natural celebrado entre a Petrobras e a ANP (incorporado por referência ao Apêndice 10.1 da Declaração de Registro da Petrobras no Formulário F-1 apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 14 de julho de 2000 (Arquivo nº 333-12298)). A apresentação foi feita em papel e não está disponível no site da SEC.
4.2	Contrato de Compra e Venda de gás natural, celebrado entre a Petrobras e a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos-YPFB (juntamente com a versão em inglês) (incorporado por referência ao Apêndice 10.2 da Declaração de Registro da Petrobras no Formulário F-1 apresentado à Comissão de Valores Mobiliários e Câmbio em 14 de julho de 2000 (Arquivo nº 333-12298)). A apresentação foi feita em papel e não está disponível no site da SEC.
8.1	Lista de controladas.
12.1	Certificações em Conformidade com a Seção 302 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002.
13.1	Certificações em Conformidade com a Seção 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002.
15.1	Carta de consentimento da KPMG.
15.2	Carta de consentimento da PwC.
15.3	Carta de consentimento da DeGolyer and MacNaughton.
99.1	Relatórios de Terceiros da DeGolyer and MacNaughton.
101.INS	Documento de Instância XBRL
101.SCH	Documento do Esquema de Extensão de Taxonomia XBRL
101.CAL	Documento Linkbase de Cálculo da Extensão de Taxonomia XBRL
101.DEF	Documento Linkbase de Definição da Extensão de Taxonomia XBRL
101.LAB	Documento Linkbase de Definição do Rótulo de Taxonomia XBRL
101.PRE	Documento Linkbase de Apresentação do Rótulo de Taxonomia XBRL

ASSINATURAS

Por meio deste documento, os solicitantes do registro certificam que cumprem todas as exigências de apresentação no Formulário 20-F e providenciaram devidamente a assinatura deste relatório anual em seus nomes pelos abaixo assinados, devidamente autorizados, na cidade do Rio de Janeiro, em 18 de abril de 2018.

Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS

Por: /s/ Pedro Pullen Parente

Nome: Pedro Pullen Parente

Cargo: CEO

Por: /s/ Ivan de Souza Monteiro

Nome: Ivan de Souza Monteiro

Cargo: Diretor Executivo Financeiro e de
Relacionamento com Investidores