RELATÓRIO ANUAL E FORMULÁRIO 20-F 2019

PETROBRAS

Conforme arquivado na Securities and Exchange Comission (SEC) em 20 de Março de 2020

AVISO: Esta publicação é uma tradução livre do Annual Report on Form 20-F 2019 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 DOS ESTADOS UNIDOS
WASHINGTON, DC, 20549

FORMULÁRIO 20 -F

RELATÓRIO ANUAL
DE ACORDO COM A SEÇÃO 13 OU 15 (D)
DA LEI DO MERCADO DE CAPITAIS DE 1934

relativo ao exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2019
Número do Processo da Comissão 001-15106

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras
(Denominação exata da Requerente conforme especificado em seu ato constitutivo)

Brasilian Petroleum Corporation – Petrobras
(Tradução do nome da requerente para o inglês)

República Federativa do Brasil
(Jurisdição de constituição)

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

Andrea Marques de Almeida
Diretora Executiva da Área Financeira e de Relacionamento com Investidores
(55 21) 3224-4477 – dfinri@petrobras.com.br
Avenida República do Chile, 65 – 23º andar 20031-912 – Rio de Janeiro – RJ – Brasil
(Nome, telefone, email e/ou número de fax e endereço da pessoa de contato da companhia)

Valores mobiliários registrados ou a serem registrados de acordo com a Seção 12 (b) da Lei:

Título de cada classe:	Nome de cada bolsa de valores na qual estão registrados:
Ações Ordinárias da Petrobras, sem valor nominal*	Bolsa de Valores de Nova Iorque*
Ações Depositárias Americanas - ADS da Petrobras (evidenciadas por Recibos de Depósitos Americanos ou ADRs), cada uma representando duas Ações Ordinárias	Bolsa de Valores de Nova Iorque
Ações Preferenciais da Petrobras, sem valor nominal*	Bolsa de Valores de Nova Iorque*
Ações Depositárias Americanas da Petrobras (evidenciadas por Recibos de Depósitos Americanos), cada uma representando duas Ações Preferenciais	Bolsa de Valores de Nova Iorque
Notas Globais com Taxa Flutuante com vencimento em 2020, emitidas pela PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
5,375% de Notas Globais com vencimento em 2021, emitidas pela PGF (sucessora da PifCo)	Bolsa de Valores de Nova Iorque
8,375% de Notas Globais com vencimento em 2021, emitidas pela PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
6,125% de Notas Globais com vencimento em 2022, emitidas pela PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
4,375% de Notas Globais com vencimento em 2023, emitidas pela PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
6,250% de Notas Globais com vencimento em 2024, emitidas pela PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
5,299% de Notas Globais com vencimento em 2025, emitidas pela PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
8,750% de Notas Globais com vencimento em 2026, emitidas pela PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
7,375% de Notas Globais com vencimento em 2027, emitidas pela PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
5,999% de Notas Globais com vencimento em 2028, emitidas pela PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
5,750% de Notas Globais com vencimento em 2029, emitidas pela PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
6,875% de Notas Globais com vencimento em 2040, emitidas pela PGF (sucessora da PifCo)	Bolsa de Valores de Nova Iorque
6,750% de Notas Globais com vencimento em 2041, emitidas pela PGF (sucessora da PifCo)	Bolsa de Valores de Nova Iorque
5,625% de Notas Globais com vencimento em 2043, emitidas pela PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
7,250% de Notas Globais com vencimento em 2044, emitidas pela PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
6,900% de Notas Globais com vencimento em 2049, emitidas pela PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque
6,850% de Notas Globais com vencimento em 2115, emitidas pela PGF	Bolsa de Valores de Nova Iorque

* Não para negociação, mas somente em conexão com o registro de Ações Depositárias Americanas, de acordo com as exigências da Bolsa de Nova Iorque.

Valores mobiliários registrados ou a serem registrados de acordo com a Seção 12 (g) da Lei:
Nenhum

Títulos para os quais existe uma obrigação de apresentação de relatórios nos termos do Seção 15 (d) da Lei:
Nenhum

O número de ações em circulação de cada classe de ações em 31 de dezembro de 2019 foi:
7.442.231.382 de Ações Ordinárias da Petrobras, sem valor nominal
5.601.969.879 de Ações Preferenciais da Petrobras, sem valor nominal

Indique com um visto se a requerente é emissora experiente e conhecida, conforme definido pela Regra 405 da Lei de Mercado de Capitais

Sim ☐ Não ☑

Caso este relatório seja um relatório anual ou de transição, indique com um visto se a requerente não tem a obrigação de apresentar relatórios conforme a Seção 13 ou 15(d) da Lei de Mercado de Capitais de 1934.

Sim ☐ Não ☑

Indicar com um X se a requerente (1) registrou todos os relatórios que devem ser arquivados pela Seção 13 ou 15 (d) da Lei de Mercado de Capitais de 1934 durante os 12 meses precedentes (ou por um período mais curto que a requerente foi obrigada a apresentar desses relatórios) e (2) esteve sujeita a tais exigências de arquivamento nos últimos 90 dias.

Sim ☑ Não ☐

Indicar com um X se a requerente enviou eletronicamente todos os Arquivos de Dados Interativos que devem ser submetidos conforme a Regra 405 do Regulamento ST (parágrafo 232.405 deste capítulo) durante os 12 meses anteriores (ou por um período mais curto em que a requerente tenha sido instada a enviar tais arquivos).

Sim ☑ Não ☐

Indicar com um X se a requerente é declarante antecipada de grande porte, declarante antecipada, declarante não antecipada, ou uma sociedade de crescimento emergente. Veja as definições de "declarante antecipada de grande porte", "declarante antecipada" e "sociedade de crescimento emergente" na Regra 12b-2 da Lei de Mercado de Capitais. (Marque uma):

Declarante antecipada de grande porte ☑ Declarante antecipada ☐
Declarante não antecipada ☐ Sociedade de crescimento emergente ☐

Se for uma sociedade de crescimento emergente que prepara suas demonstrações financeiras de acordo com o US GAAP, indicar com um X se a requerente optou por não usar o período de transição prorrogado para atender quaisquer normas contábeis financeiras novas ou revisadas de acordo com a Seção 13 (a) da Lei de Mercado de Capitais. ☐

Indique com um X qual base de contabilidade a requerente usou para preparar as demonstrações contábeis inclusas neste registro:
US GAAP ☐ Normas Internacionais para Relatórios Financeiros conforme emitidas pelo International Accounting Standards Board ☑ Outros ☐

Caso tenha marcado "Outros" na resposta à pergunta anterior, indique com um X qual item de demonstração contábil a requerente decidiu seguir.

Item 17 ☐ Item 18 ☐

Se este for um relatório anual, indique com um X se a requerente é uma sociedade de fachada (como definido na regra 12b-2 da Lei de Mercado de Capitais).

Sim ☐ Não ☑

SUMÁRIO

Aviso 004
Glossário 006

SOBRE NÓS 011

Informações Financeiras Selecionadas 013
Visão Geral 015

RISCOS 020

Fatores de Riscos 022
Gestão de Riscos Corporativos 039
Divulgação sobre Riscos de Mercado 040
Seguro 040

NOSSOS NEGÓCIOS 043

Exploração e Produção 044
Refino, Transporte e Comercialização 067
Gás e Energia 088
Gestão de Portfólio 106
Ambiente Externo 110

PLANO ESTRATÉGICO 115

Planejamento estratégico 2020 – 2024 116
Transformação Digital 122

MEIO AMBIENTE, SOCIAL E GOVERNANÇA 126

Meio Ambiente 127
Responsabilidade Social 132
Governança 134

ANÁLISE E PERSPECTIVAS OPERACIONAIS E FINANCEIRAS 137

Desempenho Financeiro do Grupo 138
Desempenho Financeiro por Segmento 149
Liquidez e Recursos de Capital 151
Outras Informações 164

GESTÃO E EMPREGADOS 166

Gestão 167
Empregados 188
Benefícios 191

CONFORMIDADE E CONTROLES INTERNOS 195

Controles e Procedimentos 199
Ouvidoria e Investigações Internas 200

INFORMAÇÕES AOS ACIONISTAS 201

Listagem 202
Ações e Acionistas 203
Dividendos 211
Informações Adicionais aos Acionistas Estrangeiros 215

ASPECTOS LEGAIS E FISCAIS 218

Regulação 219
Contratos Relevantes 224
Procedimentos Legais 228
Tributos 234

INFORMAÇÕES ADICIONAIS 252

Lista de Anexos 253
Assinaturas 261
Abreviações 262
Tabela de Conversão 263
Índice Remissivo para o Formulário 20-F 264

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 267

AVISO

Em anos anteriores, apresentamos nosso Formulário 20-F seguindo a estrutura e a ordem de divulgação exibidas no Formulário SEC 20-F. Neste Relatório Anual e Formulário 20-F, para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2019 (referido neste documento como "nosso relatório"), fizemos alterações na estrutura do nosso documento, a fim de apresentar informações aos investidores de uma maneira mais consistente com a forma como vemos nossos negócios. Para orientar o leitor, um guia de referência cruzada para o Formulário 20-F da SEC é apresentado em "Referência cruzada ao formulário 20-F" neste relatório anual.

A menos que o contexto indique o contrário, considere este relatório como sendo o relatório anual da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras.

A menos que o contexto exija de outra forma, os termos "Petrobras", "nós" e "nosso" se referem à Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras e suas subsidiárias consolidadas, operações conjuntas e entidades estruturadas.

Nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, apresentadas em dólares norte-americanos, incluídas neste relatório anual, e as demonstrações financeiras contidas neste relatório anual e dele derivadas são preparadas de acordo com as normas internacionais de Relatório Financeiro ("IFRS"), emitidas pelo International Accounting Standards Board ("IASB"), incluindo o efeito da implementação do IFRS 16 *Leases*, que entraram em vigor a partir de 1 de janeiro de 2019.

Nossa moeda funcional e a moeda funcional de todas as nossas subsidiárias brasileiras são o real, e a moeda funcional da maioria de nossas entidades que operam fora do Brasil, como a Petrobras Global Finance B.V. – PGF, é o dólar americano.

Neste relatório anual, as referências a "real", "reais" ou "R$" referem-se a reais brasileiros, e referências a "US dólares "ou" US$ " referem-se a dólares americanos.

Declarações prospectivas

Este relatório anual inclui declarações prospectivas que não são baseadas em fatos históricos e não 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" e "potencial", e expressões semelhantes.

Os leitores são advertidos a não depositar confiança indevida nessas declarações prospectivas, que se referem apenas à data em que são feitas. Não há garantia de que os eventos, tendências ou resultados esperados realmente ocorrerão.

Fizemos declarações prospectivas que abordam, entre outras coisas:

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

Nossas declarações prospectivas não são garantias de desempenho futuro e estão sujeitas a premissas que poderão estar incorretas e 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 preços de petróleo bruto e outras commodities, margens de refino e taxas de câmbio prevalecentes;

AVISO

- condições econômicas globais;
- nossa capacidade de encontrar, adquirir ou obter acesso a reservas adicionais e desenvolver nossas reservas atuais com sucesso;
- incertezas inerentes a estimativas de nossas reservas de petróleo e gás, incluindo reservas de petróleo e gás recentemente descobertas;
- concorrência;
- dificuldades técnicas na operação de nossos equipamentos e na prestação de nossos serviços;
- alterações ou descumprimento de leis ou regulamentos, inclusive com relação a atividades fraudulentas, corrupção e suborno;
- recebimento de aprovações e licenças governamentais;
- desenvolvimentos políticos, econômicos e sociais internacionais e brasileiros;
- desastres naturais, acidentes, operações militares, atos de sabotagem, guerras ou embargos;
- o custo e a disponibilidade de cobertura de seguro adequada;
- nossa capacidade de implementar com sucesso as vendas de ativos sob nosso programa de gerenciamento de portfólio;
- o resultado de investigações de corrupção em andamento e quaisquer novos fatos ou informações que possam surgir em relação à investigação da Lava Jato;
- a eficácia de nossas políticas e procedimentos de gerenciamento de risco, incluindo risco operacional; e
- litígios, como ações coletivas ou execução ou outros processos instaurados por órgãos governamentais e reguladores.

Para informações adicionais sobre fatores que podem fazer com que nossos resultados reais sejam diferentes das expectativas refletidas nas declarações prospectivas, consulte o Item "Riscos" neste relatório anual.

Todas as declarações prospectivas atribuídas a nós ou a uma pessoa agindo em nosso nome são qualificadas em sua totalidade por esta declaração de advertência. Não assumimos a obrigação de atualizar ou revisar publicamente as declarações prospectivas, 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 não passam de estimativas; nossa produção, receitas e gastos reais a respeito das nossas reservas poderão diferir significativamente dessas estimativas.

Documentos em exibição

Estamos sujeitos às exigências de informações da *Securities Exchange Act* de 1934, com alterações; por conseguinte, apresentamos relatórios e outras informações à SEC. Os relatórios e outras informações apresentadas por nós junto à SEC podem ser inspecionados e copiados nas instalações de referência pública mantidas pela SEC em 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 ADS estão listadas. Nossos registros na SEC também estão disponíveis ao público no site da SEC: http://www.sec.gov. Para obter mais informações sobre como obter cópias de nossos registros públicos na Bolsa de Valores de Nova Iorque, ligue para (212) 656-5060.

Também reportamos informações à SEC por meio do Formulário 6-K, contendo nossas demonstrações financeiras intermediárias e outras informações financeiras de nossa empresa.

Também apresentamos demonstrações financeiras consolidadas, informações financeiras intermediárias e outros relatórios periódicos à CVM.

GLOSSÁRIO

Glossário de certos termos usados neste Relatório Anual

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

ACL	Ambiente de Comercialização Livre. Segmento de mercado em que a compra e venda de energia elétrica são objeto de acordos bilaterais negociados livremente, de acordo com regras e procedimentos específicos de marketing.
ACR	Ambiente de Comercialização Regulado. Segmento de mercado em que a compra e venda de energia elétrica entre vendedores e distribuidores é precedida de licitação, exceto nos casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos específicos de comercialização.
ADR	American Depositary Receipt (Recibo de Depósito Americano).
ADS	American Depositary Share (Ação Depositária Americana).
Águas profundas	Entre 300 e 1.500 metros (984 e 4.921 pés) de profundidade.
Águas ultraprofundas	Mais de 1.500 metros (4.921 pés) de profundidade.
AMEX OIL	O NYSE Arca Oil Index é um índice ponderado em preço das principais empresas envolvidas na exploração, produção e desenvolvimento de petróleo. Ele mede o desempenho da indústria de petróleo, através de mudanças na soma dos preços dos estoques de componentes. O índice foi desenvolvido com um nível base de 125 em 27 de agosto de 1984.
AMS	Assistência Multidisciplinar de Saúde (nosso plano de saúde).
ANP	A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, ou ANP, é o órgão federal que regulamenta o setor de petróleo, gás natural e combustíveis renováveis no Brasil.
API	Medida padrão de densidade do petróleo desenvolvida pelo Instituto Americano do Petróleo.
B3	A Bolsa de Valores de São Paulo.
Banco Depositário	JP Morgan Chase Bank, N.A.
BioQav	Combustível produzido a partir de várias fontes de biomassa em diferentes processos de produção, também conhecido como "biojet" ou "biokerosine" ou "SAF" (combustível de aviação sintético) e nomeado pela ANP como "Combustível alternativo a jato", que deve ser adicionado ao combustível de aviação até um limite máximo que varia de 10% a 50% em volume, dependendo do processo de produção, conforme definido no anexo D-7566 da ASTM (Sociedade Americana de Ensaios e Materiais) e na Resolução nº 778/2019 da ANP.
Biocombustível	Qualquer combustível derivado da biomassa (planta, material de algas ou resíduos de animais) é produzido através de processos biológicos, como agricultura e digestão anaeróbica, e é considerado energia renovável. O biodiesel e o etanol podem ser usados como combustível para veículos, puros ou adicionados ao diesel ou gasolina, para reduzir os níveis de carbono. O biodiesel é produzido a partir de óleos ou gorduras usando um processo de transesterificação, e o etanol é produzido por fermentação principalmente de carboidratos produzidos em culturas de açúcar ou amido, como milho, cana-de-açúcar ou sorgo doce.
Barrels	Medida padrão do volume de petróleo bruto.
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.
Braskem	Braskem S.A.
Tesouro Nacional	O Tesouro Nacional é uma Secretaria do Governo Federal Brasileiro, responsável pela gestão dos recursos financeiros que entram nos cofres públicos. A missão do Tesouro Nacional é administrar as contas públicas de maneira eficiente e transparente, garantindo uma política fiscal equilibrada e a qualidade do gasto público, a fim de contribuir para o desenvolvimento econômico sustentável.

GLOSSÁRIO

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.
CADE	Conselho Administrativo de Defesa Econômica.
Câmara de Arbitragem do Mercado	Uma câmara de arbitragem regida e mantida pela B3.
CAPEX	Investimentos de capital, com base nas premissas de custo e na metodologia financeira adotada em nossos planos estratégicos, que incluem aquisição de ativos intangíveis e ativos imobilizados, investimento em investidas e outros itens que não se qualificam necessariamente como fluxos de caixa utilizados no investimento de atividades, compreendendo despesas geológicas e geofísicas, despesas de pesquisa e desenvolvimento, encargos pré-operacionais, compra de ativo imobilizado com custos de crédito e empréstimos diretamente atribuíveis a obras em andamento.
CDS	*Swap* de Crédito Padrão.
Cessão Onerosa	Acordo com o Governo Federal Brasileiro assegurando à Petrobras o direito de explorar e produzir até cinco bilhões de barris de óleo equivalente em áreas específicas do pré-sal no Brasil. Veja a seção "Contratos Relevantes" neste relatório anual.
CEO	Presidente da companhia.
CFO	Diretora Financeira e de Relacionamento com Investidores.
BCB	Banco Central do Brasil.
Central Depositária	Central Depositária de Ativos e de Registro de Operações do Mercado, que atua como custodiante de nossas ações ordinárias e preferenciais (incluindo aquelas representadas por ADSs) em nome de nossos acionistas.
CGU	Controladoria Geral da União é um órgão consultivo da Presidência brasileira responsável por auxiliar em questões relacionadas à proteção do patrimônio público federal e à melhoria da transparência no poder executivo brasileiro, através de atividades de controle interno, auditorias públicas, prevenção e combate à corrupção, entre outros.
CMN	Conselho Monetário Nacional é a autoridade máxima do sistema financeiro brasileiro, responsável pela formulação das políticas de moeda, câmbio e crédito do Brasil 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 que se condensam em líquido à medida que sobem pelo poço e atingem as condições do separador.
Comperj	Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro.
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente.
CNPE	O Conselho Nacional de Política Energética é um órgão consultivo do Presidente da República que auxilia na formulação de políticas e orientações de energia.
CVM	Comissão de Valores Mobiliários do Brasil.
D&M	DeGolyer and MacNaughton.
Derivados de petróleo	Produzidos através de processamento em refinarias como diesel, gasolina, combustível líquido, GLP e outros produtos.
Destilação	Um processo pelo qual os líquidos são separados ou refinados por vaporização seguida de condensação.
DoJ	Departamento de Justiça dos EUA.
E&P	Exploração e Produção é o nosso segmento de negócios que abrange as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo bruto, LGN e gás natural no Brasil e no exterior.
Eletrobras	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras.
EMBI+	*Emerging Markets Bond Index Plus* – Índice de Títulos da Dívida de Mercados Emergentes.

GLOSSÁRIO

Exchange Act	O *Securities Exchange Act* de 1934 é uma lei que rege a negociação secundária de valores mobiliários nos EUA.
EWT	Teste de poço prolongado.
Fitch	Fitch Ratings Inc., uma agência de classificação de crédito.
FPSO	Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência.
Gasolina Natural (C5+)	A Gasolina Natural C5 + é um líquido de gás natural produzido em plantas de processamento de gás natural com uma pressão de vapor intermediária entre o condensado e o gás liquefeito de petróleo, que pode compor uma mistura de gasolina.
Gaspetro	Petrobras Gás S.A.
GNL	Gás natural liquefeito.
GLP	Gás liquefeito de petróleo, mistura de hidrocarbonetos saturados e insaturados, com até cinco átomos de carbono, usado como combustível doméstico.
GTB	Gás Transboliviano S.A.
HCC	Conversão de correntes intermediárias mais pesadas na faixa de ebulição dos destilados médios (querosene e diesel) na presença de catalisador específico, hidrogênio e condições severas de temperatura e pressão para produzir combustíveis de alta qualidade. Dependendo da qualidade da matéria-prima e das condições operacionais, é possível direcionar a produção também para lubrificantes de alta qualidade.
HDT	Processo amplamente utilizado na indústria de refino de petróleo para remover heteroátomos como enxofre e nitrogênio da gasolina, querosene e/ou diesel, na presença de catalisadores específicos, hidrogênio e condições adequadas de temperatura e pressão. O objetivo é ajustar a composição para atender às especificações de combustíveis.
HSE	Segurança, Meio Ambiente e Saúde.
IASB	International Accounting Standards Board.
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis.
Ibovespa ou IBOV	Índice de retorno total bruto ponderado pelo valor de mercado do free float e composto pelas ações mais líquidas negociadas na B3. Foi dividido dez vezes por um fator de dez desde 1º de janeiro de 1985.
Inovar-Auto	Foi um programa do governo que propôs à indústria automotiva investir em pesquisa e desenvolvimento de veículos mais eficientes e seguros em troca de benefícios fiscais.
IMO	International Maritime Organization.
Índice de Complexidade de Nelson	É um índice de custo puro que fornece uma medida relativa dos custos de construção de uma refinaria específica com base em sua capacidade bruta e sua capacidade atualizada (*upgrading capacity*). O ICN compara os custos de várias unidades de conversão e tratamento ao custo de uma unidade de destilação de petróleo, onde refinarias mais complexas são capazes de produzir produtos mais leves, mais refinados e valiosos a partir de um barril de petróleo. Embora o fator de complexidade seja independente da capacidade de refinaria, várias unidades do mesmo processo, como várias unidades de hidrotratamento e coqueamento, por exemplo, aumentam a complexidade.
Índice de Desenvolvimento	Mede a relação entre as reservas provadas desenvolvidas e as reservas provadas totais.
IOF	Imposto sobre Operações Financeiras.
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo.
IRR	Índice de Reposição de Reservas. Mede a quantidade de reservas provadas adicionada à base de reservas de uma empresa durante o ano em relação à quantidade de petróleo e gás produzido.
IRR Orgânico	Índice de Reposição de Reservas Orgânico. Mede a quantidade de reservas provadas adicionada à base de reservas de uma empresa durante o ano, excluindo as compras e vendas de reservas provadas, em relação à quantidade de petróleo e gás produzido.
Lava Jato	Operação Lava Jato, conforme detalhado no item "Riscos", "Procedimentos legais e tributários – procedimentos legais – investigação da Lava Jato".

GLOSSÁRIO

LIBOR	A Taxa Interbancária de Londres (LIBOR) é uma taxa básica de juros na qual os principais bancos globais se emprestam no mercado interbancário internacional para empréstimos de curto prazo.
LGN	Líquido de gás natural. É o líquido resultante do processamento de gás natural contendo os hidrocarbonetos gasosos mais pesados.
MME	Ministério de Minas e Energia.
Moody's	Moody's Investors Service, Inc., uma agência de classificação de crédito.
ME	Ministério da Economia do Brasil.
NYSE	Bolsa de Valores de Nova Iorque.
Óleo	Petróleo bruto, incluindo LGN e condensados.
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico do Brasil.
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo.
OSRL	Oil Spill Response Limited.
OTC	*Offshore Technology Conference*, Conferência sobre Tecnologia *Offshore*.
Petroquímica	Produtos químicos obtidos em indústrias petroquímicas, como eteno, propeno, benzeno, xilenos, polipropileno, polietileno e outros.
Petros	Fundação Petros de Seguridade Social, da Petrobras.
Petros 2	Plano de previdência patrocinado pela Petrobras.
PFLOPS	Um PFLOPS é igual à capacidade de processamento de um bilhão de operações matemáticas por segundo.
PGF	Petrobras Global Finance B.V.
PifCo	Petrobras International Finance Company S.A.
PLSV	Pipe Laying Support Vessel, embarcação de apoio para lançamento de linhas.
PP&E	*Property, plant and equipment*, que corresponde ao ativo imobilizado.
PPSA	Pré-Sal Petróleo S.A.
Polígono do Pré-sal	Região subterrânea formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com uma superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidas pela Lei nº 12.351/2010, bem como por outras regiões que podem ser delimitadas pelo Governo Federal Brasileiro, segundo a evolução do conhecimento geológico.
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.
Reservatório do Pré-sal	Uma formação geológica que contém depósitos de petróleo ou gás natural localizados abaixo de uma camada de sal.
Reservatório do pós-sal	Uma formação geológica que contém depósitos de petróleo ou gás natural localizados acima de uma camada de sal.
Reservas provadas	De acordo com as definições na Rule 4-10(a) da Regulation S-X, reservas provadas de petróleo e gás são as quantidades de petróleo e gás que, por meio da análise de dados de geociência e engenharia, podem ser estimadas com razoável certeza de serem economicamente produtíveis - a partir de uma determinada data, de reservatórios conhecidos, e sob condições econômicas, métodos operacionais e regulamentação governamental existentes. Condições econômicas existentes incluem preços e custos no qual a produtividade econômica de um reservatório é determinada. O preço é a média aritmética não ponderada do preço do primeiro dia do mês durante o período de 12 meses anterior a 31 de dezembro, a menos que os preços sejam definidos por meio de acordos contratuais, excluindo escalonamentos com base 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 economicamente através da aplicação de técnicas de recuperação melhorada (como injeção de fluido) são incluídas na classificação "provada" quando testes bem-sucedidos por um projeto piloto, ou a operação de um programa instalado no reservatório ou num reservatório análogo, suporte a análise de engenharia na qual o projeto ou programa foi baseado.

GLOSSÁRIO

Reservas provadas desenvolvidas	Reservas que podem ser recuperadas: (i) através de poços existentes com equipamento e métodos operacionais existentes ou para os quais o custo do equipamento requerido é relativamente menor comparado com o custo de um novo poço; e (ii) através de equipamentos de extração e infraestrutura operacional instalados no momento da estimativa de reserva, caso a extração seja por meio não envolvendo um poço.
Reservas provadas não desenvolvidas	Reservas que são estimadas de serem recuperadas a partir de poços novos em área não perfurada, ou de poços existentes onde é necessário um gasto relativamente grande. As reservas em áreas não perfuradas devem ser limitadas ao espaçamento de desenvolvimento previsto para o campo, no qual há razoável certeza de produção quando perfuradas, a menos que existam evidências (decorrentes de tecnologia confiável) que estabeleçam uma certeza razoável de produtibilidade econômica em distâncias maiores. Locações não perfuradas serão classificadas 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 no mesmo reservatório ou em reservatório análogo, ou por outra evidência utilizando tecnologia confiável que estabeleça uma certeza razoável.
Resultado Operacional	É a linha equivalente ao lucro (prejuízo) líquido antes do resultado financeiro, do resultado em investimentos contabilizados e imposto de renda em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.
RNEST	Refinaria Abreu e Lima.
Refino	Refino, transporte e comercialização é o nosso segmento de negócios que abrange as atividades de refino, logística, transporte e comercialização de petróleo e derivados no Brasil e no exterior, exportações de etanol e operações petroquímicas, como extração e processamento de xisto, além de participação em sociedades petroquímicas no Brasil.
Relação Reserva-Produção ou R/P	Calculado como a quantidade de reservas provadas do ano em relação à quantidade de petróleo e gás produzida durante o ano, indica o número de anos que as reservas durariam se a produção permanecesse constante.
S&P	Standard & Poor's Financial Services LLC, uma agência de classificação de crédito.
SDNY	Tribunal Distrital dos Estados Unidos para o Distrito Sul de Nova York.
SEC	Comissão de Valores Mobiliários dos EUA.
SELIC	A taxa básica de juros do Banco Central do Brasil.
Sete Brasil	Sete Brasil Participações, S.A.
Shell	Shell Brasil Petróleo Ltda.
SPE	*Society of Petroleum Engineers*.
TAG	Transportadora Associada de Gás S.A.
TCU	O Tribunal de Contas da União, ou TCU, é um órgão previsto constitucionalmente ligado ao Congresso Brasileiro, responsável por auxiliá-lo em assuntos relacionados à supervisão do Governo Federal Brasileiro e seus recursos com relação a questões contábeis, financeiras, orçamentárias, operacionais e de patrimônio público.
TBG	Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG).
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo é definida trimestralmente pelo Conselho Monetário Nacional. A taxa é usada como taxa de referência para empréstimos do BNDES a empresas.
Total	Total E&P do Brasil Ltda.
Transpetro	Petrobras Transporte S.A.
UPGN	Unidade de Processamento de Gás Natural é uma instalação projetada para processar gás natural bruto dos campos de produção *offshore*, separando impurezas e vários hidrocarbonetos e fluidos não mecânicos, por meio de diferentes tecnologias para produzir gás natural especificado para consumo final. Através do processo, uma planta de processamento de gás também pode recuperar líquidos de gás natural (condensado, gasolina natural e gás liquefeito de petróleo) com maior valor agregado.
YPFB	Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos.

SOBRE NÓS

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS SELECIONADAS 13
VISÃO GERAL 15

SOBRE NÓS

SOBRE NÓS

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS SELECIONADAS 13
VISÃO GERAL 15

Somos uma empresa brasileira com mais de 57.000 empregados comprometidos em gerar mais valor para nossos acionistas e para a sociedade. Somos a maior empresa da América Latina listada no mercado de capitais, com um valor de mercado de US$ 101,1 bilhões, em 31 de dezembro de 2019. Somos um dos maiores produtores de petróleo e gás do mundo, dedicados principalmente à exploração e produção, refino, geração e comercialização de energia. Adquirimos experiência na exploração e produção em águas profundas e ultraprofundas como resultado de quase 50 anos empregados no desenvolvimento das bacias brasileiras *offshore*, nos tornando líderes mundiais nesse segmento.

Ficha de Dados

Nome da companhia: Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Data da incorporação: 1953

País de incorporação: Brasil

Número de registro na CVM: 951-2

***Central Index Key (ou "CIK")* na SEC**: 0001119639

Endereço do escritório executivo principal: Avenida República do Chile 65, 20031-912, Rio de Janeiro, RJ, Brasil

Telefone: (55 21) 3224 4477

Sites corporativos e de relações com investidores: www.petrobras.com.br e www.petrobras.com.br/ir. As informações contidas neste site, que podem ser acessadas por meio de um hiperlink resultante deste URL, não são e não serão consideradas incorporadas a este relatório anual.

Objetivo social estabelecido em nosso Estatuto Social: pesquisa, prospecção, extração, processamento, negociação e transporte de petróleo bruto de poços, xisto e outras rochas, seus produtos, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, além de outras atividades relacionadas à energia e à pesquisa, desenvolvimento, produção, transporte, distribuição, venda e comercialização de todas as formas de energia, bem como outras atividades relacionadas ou fins semelhantes.

SOBRE NÓS

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS SELECIONADAS 13
VISÃO GERAL 15

Informações financeiras selecionadas

As informações abaixo devem ser lidas em conjunto e qualificadas na íntegra por referência às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e às notas anexas no item "Revisão e perspectivas operacionais e financeiras" neste relatório anual.

Demonstração da posição financeira

Em 31 de dezembro de,	2019	2018	2017	2016	2015
			(em milhões de US$)		
Ativos					
Caixa e equivalentes de caixa	7.372	13.899	22.519	21.205	25.058
Títulos e valores mobiliários	888	1.083	1.885	784	780
Contas a receber, líquidas	3.762	5.746	4.972	4.769	5.554
Estoques	8.189	8.987	8.489	8.475	7.441
Ativos classificados como detidos para venda	2.564	1.946	5.318	5.728	152
Outros ativos circulantes	5.037	5.401	3.948	3.808	4.194
Contas a receber no longo prazo, líquidas	17.691	22.059	21.450	20.420	19.426
Investimentos	5.499	2.759	3.795	3.052	3.527
Ativo imobilizado	159.265	157.383	176.650	175.470	161.297
Intangível	19.473	2.805	2.340	3.272	3.092
Ativos totais	**229.740**	**222.068**	**251.366**	**246.983**	**230.521**
Passivos e patrimônio					
Passivos circulantes totais	28.816	25.051	24.948	24.903	28.573
Passivos não circulantes[1]	67.918	43.334	42.871	36.159	24.411
Dívida financeira não circulante[2]	58.791	80.508	102.045	108.371	111.482
Passivos totais	**155.525**	**148.893**	**169.864**	**169.433**	**164.466**
Patrimônio líquido					
Capital social (líquido dos custos de emissão de ações)	107.101	107.101	107.101	107.101	107.101
Reservas e outros resultados abrangentes (déficit)[3]	(33.778)	(35.557)	(27.299)	(30.322)	(41.865)
Patrimônio líquido atribuível aos acionistas da Petrobras	73.323	71.544	79.802	76.779	65.236
Participações dos acionistas não controladores	892	1.631	1.700	771	819
Patrimônio líquido total	**74.215**	**73.175**	**81.502**	**77.550**	**66.055**
Passivos totais e capital	**229.740**	**222.068**	**251.366**	**246.983**	**230.521**

(1) Exclui dívida financeira não circulante.
(2) Exclui a parcela circulante de dívida financeira não circulante.
(3) Transações de capital, reservas de lucros e outros resultados abrangentes acumulados (déficit).

SOBRE NÓS

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS SELECIONADAS 13
VISÃO GERAL 15

Demonstração de resultados e outras informações

Para o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de	2019[1]	2018[2]	2017[3]	2016[4]	2015[5][10]
			(em milhões de US$)		
Receita de vendas	76.589	84.638	77.884	72.426	97.314
Lucro (prejuízo) operacional	20.614	16.788	10.553	4.303	(1.130)
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras	10.151	7.173	(91)	(4.838)	(8.450)
Das operações continuadas	7.660	6.572	(347)	(4.780)	-
Das operações descontinuadas	2.491	601	256	(58)	-
Número médio ponderado de ações em circulação[6]:					
Ordinárias	7.442.231.382[7]	7.442.231.382[7]	7.442.231.382[8]	7.442.231.382[8]	7.442.231.382[8]
Preferenciais	5.601.969.879[7]	5.601.969.879[7]	5.601.980.132[8]	5.601.980.132[8]	5.601.980.132[8]
Lucro (prejuízo) operacional por:					
Ações ordinárias e preferenciais	1,58	1,29	0,81	0,33	(0,09)
ADS ordinárias e preferenciais[6]	3,16	2,58	1,62	0,66	(0,18)
Lucro básico e diluído (prejuízo) por:					
Ações ordinárias e preferenciais	0,78	0,55	(0,01)	(0,37)	(0,65)
Das operações continuadas	0,59	0,50	(0,03)	(0,36)	-
Das operações descontinuadas	0,19	0,05	0,02	(0,01)	-
ADS ordinárias e preferenciais[6]	1,56	1,10	(0,02)	(0,74)	(1,30)
Das operações continuadas	1,18	1,00	(0,06)	(0,72)	-
Das operações descontinuadas	0,38	0,10	0,04	(0,02)	-
Dividendos em dinheiro por[9]					
Ações ordinárias	0,19	0,07	-	-	-
Ações preferenciais	0,23	0,24	-	-	-
ADS ordinárias[6]	0,38	0,14	-	-	-
ADS preferenciais[6]	0,46	0,48	-	-	-

(1) Em julho de 2019, fechamos a transação pela qual vendemos uma parcela adicional de nossa participação na BR Distribuidora. Após o fechamento desta transação, não somos mais o acionista controlador da BR Distribuidora e, desde agosto de 2019, refletimos os resultados da BR Distribuidora como um investimento medido por equivalência patrimonial. Assim, de janeiro a julho de 2019, apresentamos nosso lucro pós-imposto da BR Distribuidora como receita líquida de operações descontinuadas em nossa demonstração consolidada do resultado, de acordo com o IFRS 5, uma vez que representava uma linha de negócios principal separada. As Demonstrações do resultado de 2018, 2017 e 2016 foram revisadas em conformidade para refletir essa classificação. Em 2019, reconhecemos perdas por redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*) US$ 2.848 milhões.

(2) Em 2018, reconhecemos os efeitos da solução de questões em aberto com a investigação do Departamento de Justiça e da SEC, no valor de US$ 853 milhões. Nós também reconhecemos perdas por *impairment* de US$ 2.005 milhões.

(3) Em 2017, reconhecemos US$ 3.449 milhões como outras receitas e despesas, devido à provisão para os procedimentos judiciais relacionados ao acordo da *class-action*, firmado perante o Tribunal Distrital dos Estados Unidos para o Distrito Sul de Nova York. Também reconhecemos perdas por *impairment* de US$ 1.191 milhões.

(4) Em 2016, reconhecemos perdas por *impairment* de US$ 6.193 milhões.

(5) Em 2015, reconhecemos perdas por *impairment* de US$ 12.299 milhões.

(6) A proporção de ADR para nossas ações ordinárias e preferenciais é de duas ações para um ADR.

(7) O número total de ações não inclui 295.669 ações em tesouraria, sendo 222.760 ações ordinárias e 72.909 ações preferenciais.

(8) O número total de ações não inclui 285.416 ações em tesouraria, sendo 222.760 ações ordinárias e 62.656 ações preferenciais.

(9) Juros sobre capital próprio e /ou dividendos antes dos impostos propostos para os períodos. Os valores foram baseados na taxa de câmbio em vigor na data da aprovação pelo nosso Conselho de Administração, com exceção dos dividendos mínimos obrigatórios, que se baseiam na taxa de câmbio de fechamento na data em que nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas foram divulgadas.

(10) Nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2015 não foram revisadas retrospectivamente para refletir a venda de nossa participação na BR Distribuidora como uma operação descontinuada.

Visão Geral

Visão Ser a melhor empresa de energia na geração de valor para o acionista, com foco em óleo e gás e com segurança, respeito às pessoas e ao meio ambiente.

Valores Respeito à vida, às pessoas e ao meio ambiente; ética e transparência; orientação ao mercado; superação e confiança; e resultados.

Propósito Prover energia que assegure prosperidade de forma ética, segura e competitiva.

Temos uma grande base de reservas provadas e operamos e produzimos a maior parte do petróleo e gás do Brasil. Nossas reservas provadas são, em maioria, ativos de classe mundial, localizados principalmente nas bacias de Campos e Santos, no sudeste do Brasil.

A proximidade dessas bacias nos permite otimizar nossa infraestrutura e limitar nossos custos de exploração, desenvolvimento e produção.

Além disso, desenvolvemos conhecimento técnico em exploração e produção em águas profundas por meio de quase 50 anos atuando no desenvolvimento das bacias marítimas brasileiras, incluindo as Bacias de Campos e Santos. Espera-se que as Bacias de Campos e Santos continuem sendo a principal fonte de nosso crescimento futuro em reservas provadas e produção de petróleo e gás.

Nossos negócios, no entanto, vão além da exploração e produção do petróleo e gás. Isso implica um longo processo através do qual obtemos o petróleo e o gás para nossas refinarias, que devem estar equipadas e em constante evolução para fornecer os melhores produtos.

Operamos a maior parte da capacidade de refino no Brasil. Nossa capacidade de refino está substancialmente concentrada no sudeste do Brasil, na região que concentra os mercados mais populosos e industrializados do país, e adjacente às fontes da maior parte de nosso petróleo nas Bacias de Campos e Santos. Atendemos nossa demanda de derivados de petróleo através de uma combinação planejada de refino de importações de petróleo e derivados, buscando criação de valor. Também estamos envolvidos na produção de petroquímicos através de participações em algumas

SOBRE NÓS

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS SELECIONADAS 13
VISÃO GERAL 15

empresas. Distribuímos derivados de petróleo através de atacadistas e varejistas.

Também participamos do mercado brasileiro de gás natural, incluindo logística, distribuição e processamento de gás natural.

Para atender à demanda doméstica, processamos derivados de gás natural da nossa produção *onshore* e *offshore* (principalmente oriundas das Bacias de Campos, Espírito Santo e Santos), e importamos gás natural da Bolívia e gás natural liquefeito ("GNL") através de nossos terminais de regaseificação. Também participamos do mercado doméstico de energia, principalmente através de nossos investimentos em gás-vermelho, óleo combustível e óleo diesel, usinas termelétricas e em energias renováveis.

Como resultado das alienações que concluímos em 2019 e da revisão do nosso portfólio, feita como parte do nosso Plano Estratégico 2020-2024, reavaliamos a apresentação de nossos negócios em determinados segmentos. Nossas atividades de distribuição e biocombustíveis não são mais considerados segmentos separados. Atualmente classificamos essas atividades como "Corporativo e outros negócios".

Assim, atualmente dividimos nossos negócios em três principais segmentos:

- **Exploração e Produção ("E&P"):** este segmento abrange as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo bruto, líquidos de gás natutal (LGN) e gás natural no Brasil e no exterior, com o objetivo principal de fornecer a nossas refinarias domésticas. O segmento de E&P também opera através de parcerias com outras empresas, incluindo participação em empresas não brasileiras neste segmento;
- **Refino, transporte e comercialização ("Refino"):** este segmento abrange as atividades de refino, logística, transpote, comercialização e comércio de petróleo bruto e de derivados do petróleo no Brasil e no exterior, exportação de etanol e operações petroquímicas, como extração e processamento de xisto, bem como a participação em empresas petroquímicas no Brasil;
- **Gás e energia ("G&E"):** este segmento abrange as atividades de logística e comércio de gás natural e eletricidade, transporte e comercialização de GNL, e geração de eletricidade por meio de usinas termelétricas, bem como a participação em empresas de transporte e distribuição de gás natural no Brasil e no exterior. Isso também inclui processamento de gás natural e operações de fertilizantes.

Além disso, nossa classificação "Corporativo e outros negócios" inclui as atividades que não são atribuídas aos segmentos de negócio, principalmente aqueles relacionados à gestão financeira corporativa, despesas gerais corporativas e outras despesas, provisões relacionadas ao acordo da class-action, e despesas atuariais relacionadas aos planos de pensão e assistência médica oferecidos para empregados aposentados e seus dependentes. Essa classificação também compreende biocombustíveis e negócios de distribuição. Os negócios de biocombustíveis abrangem as atividades de produção de biodiesel e seus co-produtos e etanol. Os negócios de distribuição cobrem a participação acionária na BR Distribuidora e os negócios de distribuição de derivados de petróleo no exterior (na Argentina, Bolívia, Colômbia e Uruguai).

Para mais informações sobre nossos segmentos de negócios, veja as Notas 12 e 31 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, bem como "Análise Operacional e Financeira e Perspectivas" neste relatório anual.

De acordo com nosso Plano Estratégico 2020-2024, reduzimos nossas atividades para oito países fora do Brasil (Argentina, Bolívia, Colômbia, Uruguai, EUA, Holanda, Reino Unido e Singapura). Na América Latina, nossas operações incluem exploração e produção, marketing e serviços de varejo, incluindo gás natural. Na América do Norte, produzimos petróleo e gás através de uma joint venture. Até abril de 2019, tínhamos operações de refino nos Estados Unidos. Temos subsidiárias em Londres, Roterdã, Houston e Singapura que apoiam nossas atividades financeiras e de comercialização. Eles constituem um completo e ativo suporte nas negociações com mercados em todo o mundo e são responsáveis pela inteligência de mercado e comercialização de petróleo, derivados, gás natural, commodities e frete.

Operamos através de 20 subsidiárias diretas (18 incorporadas sob as leis do Brasil e duas incorporadas no exterior) e por meio de duas operações conjuntas diretas, conforme listado abaixo. Nós também temos subsidiárias indiretas, incluindo Petrobras Global Finance B.V. ("PGF").

SOBRE NÓS

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS SELECIONADAS 13
VISÃO GERAL 15

Empresas	Localização	Nossa participação	Demais sócios
Petrobras Transporte S.A. – Transpetro	Brasil	100%	-
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. – PB-LOG	Brasil	100%	-
Petrobras Gás S.A. – Gaspetro	Brasil	51%	Mitsui Gás e Energia do Brasil Ltda (49%)
Petrobras Biocombustível S.A.	Brasil	100%	-
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. – TBG	Brasil	51%	BBPP Holdings Ltda. (29%) YPFB Transporte S.A. (12%) GTB-TBG Holdings S.À.R.L. (8%)
Liquigás Distribuidora S.A.	Brasil	100%	-
Araucária Nitrogenados S.A.	Brasil	100%	-
Termomacaé S.A.	Brasil	100%	-
Breitener Energética S.A.	Brasil	94%	Alcântara, Mendes & Cia Ltda (1%) Arcadis Logos Energia S.A. (1%) Orteng Equipamentos e Sistemas Ltda (1%) GGR Participações S.A. (3%)
Termobahia S.A.	Brasil	99%	Petros (1%)
Baixada Santista Energia S.A.	Brasil	100%	-
Petrobras Comercializadora de Energia S.A. – PBEN	Brasil	100%	-
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística – FII	Brasil	99%	Pentágono SA DTVM (1%)
Petrobras Negócios Eletrônicos S.A. – E-Petro	Brasil	100%	-
Termomacaé Comercializadora de Energia S.A.	Brasil	100%	-
5283 Participações S.A.	Brasil	100%	-
Fábrica Carioca de Catalisadores S.A. – FCC(1)	Brasil	50%	Albemarle Brasil Holding Ltda. (50%)
Ibiritermo S.A.(1)	Brasil	50%	Edison S.p.A (50%)
Petrobras International Braspetro – PIB BV	Exterior	100%	-
Braspetro Oil Services Company – Brasoil	Exterior	100%	-

(1) Operações conjuntas.

Para obter uma lista completa de nossas subsidiárias e operações conjuntas, incluindo cada um de seus nomes completos, jurisdições de incorporação e nossa porcentagem de participação acionária, consulte o Anexo 8.1 deste relatório anual.

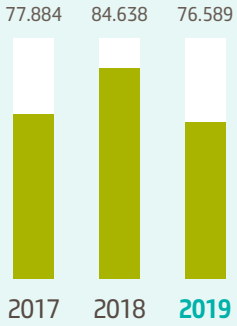
SOBRE NÓS

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS SELECIONADAS 13
VISÃO GERAL 15

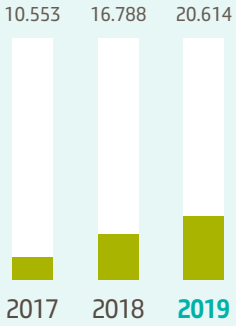
2019 DESTAQUES

INDICADORES CORPORATIVOS CONSOLIDADOS

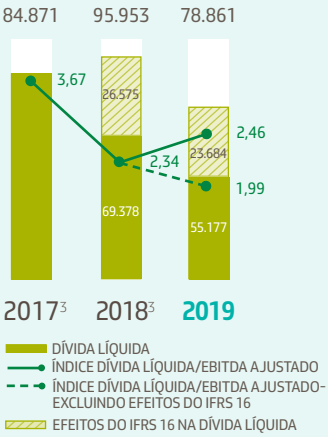
RECEITA DE VENDAS (US$ milhão)



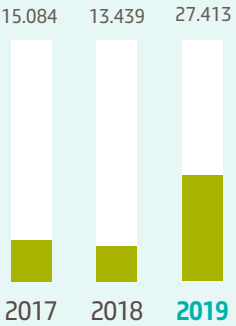
RESULTADO OPERACIONAL[1] (US$ milhão)



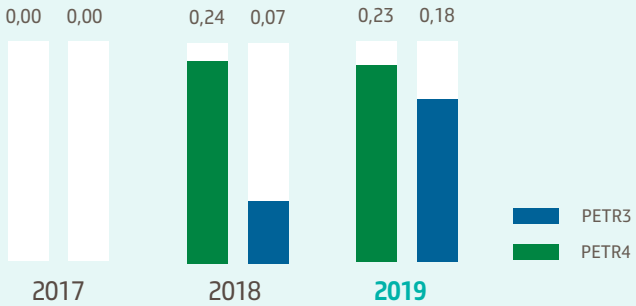
DÍVIDA LÍQUIDA (US$ milhão) E ÍNDICE DÍVIDA LÍQUIDA/ EBITDA AJUSTADO[2] (x)



INVESTIMENTOS (US$ milhão)

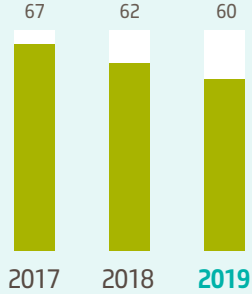


DIVIDENDOS POR AÇÃO[4] (US$)



TAXA DE ACIDENTADOS REGISTRÁVEIS – TAR[5]

GHG EMISSÕES (milhões de toneladas de CO_2 e)



[1] Resultado operacional é equivalente à linha Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.
[2] A Dívida Líquida é em dólares americanos e a base para o cálculo da relação é em reais. Para reconciliação da Dívida Líquida/EBITDA Ajustado, uma medida não GAAP, consulte "Dívida Líquida/EBITDA Ajustado" neste relatório anual.
[3] Para fins comparativos, os valores da dívida líquida de 31 de dezembro de 2018 mostrados acima consideram a aplicação inicial da IFRS 16 em 1 de janeiro de 2019. O valor da dívida líquida de 2017 não considera efeitos da adoção da IFRS 16.
[4] Dividendos declarados em reais e convertidos em dólares americanos pela taxa de câmbio média do trimestre do pagamento. Os detentores de ADS receberão essas distribuições na proporção do número de ações ordinárias ou preferenciais subjacentes que essas ADSs representam.
[5] TAR abaixo da referência histórica do grupo de pares "0,80". Referência a partir de informações comparativas obtidas nos Relatórios de Sustentabilidade da BP, Shell, Equinor, Total e Exxon.

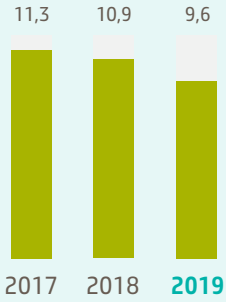
SOBRE NÓS

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS SELECIONADAS 13
VISÃO GERAL 15

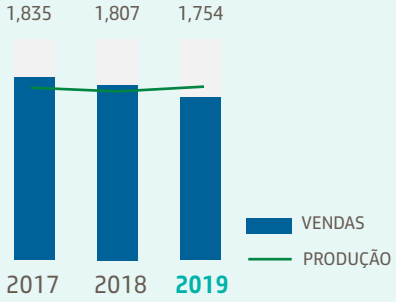
2019 DESTAQUES

INDICADORES CORPORATIVOS CONSOLIDADOS

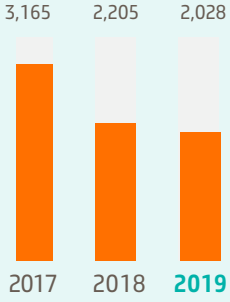
CUSTO DE EXTRAÇÃO – BRASIL (USD/Boe)



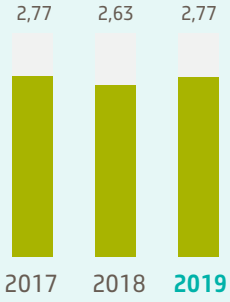
VENDAS E PRODUÇÃO DE DERIVADOS NO BRASIL (mbpd)



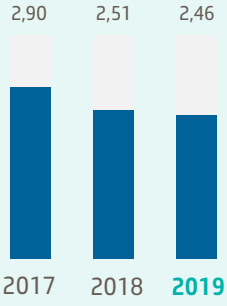
GERAÇÃO DE ENERGIA (média MW)



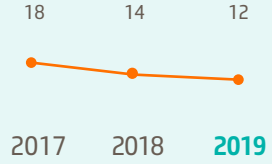
PRODUÇÃO (milhões boed)



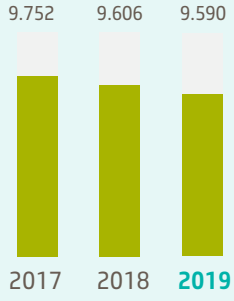
CUSTOS DE REFINO (US$/bbl)



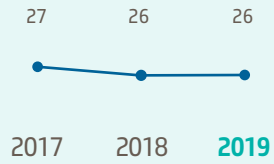
GHG EMISSÕES – GÁS E ENERGIA (milhões de toneladas CO_2 e)



RESERVAS PROVADAS (milhões boe)



GHG EMISSÕES – RTM (milhões de toneladas CO_2e)



GHG EMISSÕES – E&P (milhões de tonelada CO_2e)

RISCOS

FATORES DE RISCO 22
GESTÃO DE RISCOS CORPORATIVOS 39
DIVULGAÇÃO SOBRE RISCOS DE MERCADO 40
SEGURO 40

RISCOS

RISCOS

FATORES DE RISCO 22
GESTÃO DE RISCOS CORPORATIVOS 39
DIVULGAÇÃO SOBRE RISCOS DE MERCADO 40
SEGURO 40

A natureza de nossas operações nos expõe a uma série de riscos empresariais que, individualmente ou em conjunto, podem ter um efeito no nosso desempenho financeiro. Classificamos os riscos aos quais estamos expostos nos seguintes grupos: (i) riscos estratégicos, (ii) riscos operacionais, (iii) riscos financeiros, (iv) riscos de conformidade, legais e regulatórios e (v) riscos de negócio. Nós também descrevemos aqui os riscos relacionados ao Brasil e à nossa relação com o Governo Federal Brasileiro, bem como os riscos relacionados às nossas ações e títulos de dívida.

NEGÓCIO

Riscos relacionados ao negócio da empresa, de acordo com sua cadeia de valor, específicos para uma companhia de petróleo (exploração e produção, refino, distribuição, gás natural, transporte etc.).

FINANCEIRO

Reúne riscos decorrentes das flutuações do mercado, inadimplemento de contrapartes e de descasamento entre ativos e passivos.

CONFORMIDADE

Riscos decorrentes do descumprimento da legislação e regulamentação aplicáveis aos negócios da Petrobras, assim como das normas e procedimentos internos, especialmente aqueles relacionados à fraude, corrupção, lavagem de dinheiro e à confiabilidade dos relatórios financeiros.

OPERACIONAL

Reúne riscos decorrentes de falhas, deficiências ou inadequações de processos internos e industriais, do suprimento de bens e serviços, sistemas, assim como de catástrofes naturais e/ou ações de terceiros.

RISCOS ESTRATÉGICOS

Anualmente, a partir da lista de riscos empresariais, da análise do desempenho do negócio e da conjuntura externa e interna da companhia, o Conselho de Administração define aqueles riscos que, individualmente ou de forma consolidada, devem ser associados ao Plano Estratégico. Estes riscos, denominados **"Riscos Estratégicos"**, são selecionados devido à sua importância para a implementação do Plano Estratégico, à sua abrangência, ao seu grau de severidade e/ou recursos demandados para seu tratamento.

RISCOS

FATORES DE RISCO 22
GESTÃO DE RISCOS CORPORATIVOS 39
DIVULGAÇÃO SOBRE RISCOS DE MERCADO 40
SEGURO 40

FATORES DE RISCO

Riscos Estratégicos

Estamos expostos a riscos de saúde, meio ambiente e segurança em nossas operações, que podem levar a acidentes, perdas significativas, processos administrativos e obrigações legais.

Algumas de nossas principais atividades apresentam riscos capazes de causar acidentes, tais como derramamentos de óleo, vazamentos de produtos, incêndios e explosões envolvendo as atividades em águas profundas e ultraprofundas, bem como acidentes relacionados às atividades de produção e refino da companhia, incluindo plataformas, navios, dutos e terminais, barragens, entre outros ativos. A ocorrência de um desses eventos ou outros incidentes relacionados pode resultar em vários danos, como morte, danos ambientais sérios e despesas relacionadas (incluindo, por exemplo, despesas de limpeza e reparo). Esses eventos podem ter um impacto na saúde de nossa força de trabalho ou nas comunidades e podem causar danos ambientais ou à propriedade, perda de produção, perdas financeiras e, em certos circunstâncias, responsabilidade em ações cíveis, trabalhistas, criminais, ambientais e administrativas. Como consequência, podemos incorrer em despesas para reparar ou remediar os danos causados.

Desde 2016, temos sofrido um aumento significativo de registros de interferência intencional de terceiros em nossos dutos (derivação clandestina) de petróleo, gás e derivados, especialmente nos estados de São Paulo e Rio de Janeiro. Se essa interferência continuar, podemos sofrer acidentes de curto ou longo prazo, vazamentos ou danos em nossas instalações como resultado, o que pode afetar a continuidade de nossas operações. Além disso, podemos ser obrigados a indenizar quaisquer danos causados ao meio ambiente ou a terceiros devido a esses incidentes.

Além disso, epidemias de saúde pública como o surto de coronavírus ("COVID-19") podem causar restrições à saúde de nossa força de trabalho e, portanto, impactar a operação de algumas de nossas instalações, incluindo plataformas, refinarias, terminais, entre outras.

Essa condição pode ter um impacto negativo em nossos resultados e condição financeira.

Finalmente, podemos enfrentar dificuldades em obter ou manter licenças de operação e podem sofrer danos à nossa reputação.

A companhia pode sofrer perdas e dedicar tempo e recursos financeiros na defesa de litígios e arbitragens pendentes.

Atualmente, somos parte em diversos processos administrativos e judiciais de naturezas cível, administrativa, tributária, trabalhista, ambiental, criminal e de reivindicações corporativas. Essas reclamações envolvem quantias substanciais de dinheiro e outros recursos, e o custo agregado de decisões desfavoráveis pode ter um efeito adverso relevante em seus resultados e condição financeira. Essas reclamações incluem (i) as ações indenizatórias (dano material e lucro cessante) movidas por usinas de álcool de diversos estados em face da União e da companhia, tendo por causa pedir a política de preços de combustíveis adotada até 2016, e (ii) reclamações que pretendem a nulidade de desinvestimentos de ativos e subsidiárias.

Podemos ser frequentemente afetados por mudanças nas regras e regulamentação.

Além disso, alterações na regulação aplicável a nós podem ter um efeito adverso relevante sobre nossa condição financeira e resultados.

Dependendo do resultado, os litígios podem acarretar restrições nas operações da companhia e ter um efeito material adverso sobre alguns de nossos negócios.

A seleção e desenvolvimento de nossos projetos de investimento envolvem riscos que podem afetar nossos resultados operacionais originalmente esperados.

Temos diversas oportunidades de projeto em nosso portfólio 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

RISCOS

FATORES DE RISCO 22
GESTÃO DE RISCOS CORPORATIVOS 39
DIVULGAÇÃO SOBRE RISCOS DE MERCADO 40
SEGURO 40

e juros 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 e taxa de retorno esperada desses projetos.

Nossas parcerias e desinvestimentos dependem de fatores externos que podem impedir sua implementação bem-sucedida.

De acordo com o Plano Estratégico 2020-2024, planejamos realizar o desinvestimento de diversos ativos nos próximos anos.

Fatores externos tais como a queda do preço do petróleo, as liminares e reivindicações de terceiros ou autoridades públicas em processos judiciais, arbitrais ou procedimentos administrativos, as flutuações nas taxas de câmbio, a piora do cenário econômico brasileiro e mundial, o cenário político doméstico e decisões judiciais, entre outros fatores imprevisíveis, podem reduzir, atrasar ou dificultar as oportunidades de venda desses ativos, ou afetar o preço pelo qual poderemos vendê-los.

Se não conseguirmos implementar com sucesso nossas parcerias e desinvestimentos planejados, isso poderá impactar negativamente nossos negócios, resultados e condição financeira, inclusive potencialmente nos expondo a restrições de liquidez a curto e médio prazo. Além disso, a venda de ativos pode resultar em uma diminuição de nossos fluxos de caixa, o que poderia impactar negativamente nossas perspectivas de crescimento operacional a longo prazo e, consequentemente, nossos resultados a médio e longo prazo.

Mudanças no ambiente competitivo do mercado brasileiro de petróleo e gás podem intensificar os requisitos para que nossos níveis de desempenho permaneçam alinhados com as melhores empresas do setor. A necessidade de se adaptar a um ambiente cada vez mais competitivo e complexo pode comprometer nossa capacidade de implementar nosso Plano Estratégico 2020-2024.

Podemos experimentar maior competitividade, por exemplo, no segmento de refino, transporte e comercialização no Brasil, com a entrada de novas empresas nesse segmento. Se não formos capazes de maximizar o retorno sobre o capital empregado, reduzir os custos, comercializar nossos produtos de forma competitiva e implementarmos novas tecnologias em nossos negócios, poderemos ter nossos resultados e operações adversamente afetados.

Adicionalmente, no segmento de exploração e produção de petróleo e gás, podemos não ter sucesso na aquisição de blocos exploratórios em futuros leilões caso nossos competidores consigam realizar melhores ofertas por apresentarem melhores estruturas de custo e capital do que nós. Nesse caso, poderemos ter dificuldades em reposicionar nosso portfólio em ativos que ofereçam maior rentabilidade e vantagem competitiva, especialmente no pré-sal, impactando negativamente nossos resultados.

Além disso, mudanças no marco regulatório e questionamentos quanto ao atendimento à legislação concorrencial e antitruste poderão nos sujeitar a restrições de negócios e penalidades, impactando adversamente nossas operações, resultados e reputação.

Falhas em nossos sistemas de tecnologia da informação, segurança da informação (cybersecurity) e sistemas e serviços de telecomunicações podem impactar adversamente as operações e reputação da companhia.

Nossas operações são fortemente dependentes de sistemas e serviços de tecnologia da informação e de telecomunicações. Interrupções ou mau funcionamento nesses sistemas e/ou em suas infraestruturas, causados por obsolescência, falhas técnicas e/ou atos intencionais, podem prejudicar ou mesmo paralisar nossos negócios e impactar adversamente nossas operações e nossa reputação.

Além disso, falhas de segurança cibernética da informação, incluindo os ambientes de automação industrial, devido a ações externas, intencionais ou não, como *malwares*, *hackers*, ciberterrorismo, ou internas tais como negligência ou má conduta dos nossos empregados e prestadores

RISCOS

FATORES DE RISCO 22
GESTÃO DE RISCOS CORPORATIVOS 39
DIVULGAÇÃO SOBRE RISCOS DE MERCADO 40
SEGURO 40

de serviços, também podem causar impactos em nossos negócios e em nossa reputação, no relacionamento com acionistas e entes externos (governo, órgãos reguladores, parceiros, fornecedores, entre outros), no nosso posicionamento estratégico em relação aos nossos competidores e impactos em nossos resultados. Poderemos incorrer em penalidades, em função do vazamento de informações ou o seu uso indevido, de acordo com a Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais ("LGPD") – Lei nº 13.709/2018, a partir de sua vigência, em agosto de 2020.

Riscos operacionais

Não possuímos seguro contra interrupção de negócios nas operações no Brasil e a maioria dos ativos não está segurada contra guerra ou sabotagem.

Não mantemos cobertura de seguro para salvaguardar a maioria dos nossos ativos em caso de guerra ou sabotagem, caso fortuito, força maior ou contra a interrupção das operações no Brasil. Na eventualidade da ocorrência de qualquer um desses eventos não cobertos, podemos sofrer impacto financeiro adverso. No caso de incidentes ou em caso de greve e paralisações de nossos empregados, principais fornecedores e prestadores de serviços, ou ainda, de setores da sociedade que afetem nossos negócios ou outra eventual interrupção das operações, poderão haver impactos negativos sobre nós. Nossas apólices de seguros da companhia não cobrem todos os tipos de riscos e passivos na área de segurança, meio ambiente, saúde, multas governamentais ou danos punitivos, o que pode impactar nossos resultados. Não podemos garantir que incidentes não ocorram no futuro, que haverá seguro para cobrir os danos ou que não seremos responsabilizados por esses eventos, o que pode afetar negativamente nossos resultados.

Greves e paralisações de nossos empregados ou de empregados de nossos fornecedores, empresas contratadas podem afetar adversamente nossos resultados e nosso negócio.

Discordâncias em relação à gestão ativa de portfólio da companhia – em especial os desinvestimentos de ativos e suas implicações no quadro de pessoal, mudanças na estratégia de negócios, políticas corporativas de gestão de pessoas (remuneração, benefícios, *headcount*), contribuições dos empregados para cobrir o déficit de nosso plano de pensão Petros, implementação de regulamentos recentemente criados relacionados a planos de saúde e previdência, mudanças na legislação trabalhista podem levar a questionamentos judiciais, insatisfação dos trabalhadores e ensejar greves e paralisações.

Greves, paralisações ou outras formas de manifestação laborais na companhia, em nossos principais fornecedores e empreiteiros, ou em setores da sociedade que afetem nossos negócios, podem impactar na conclusão de projetos, no alcance de nossos objetivos de longo prazo, bem como na nossa continuidade operacional.

Nosso sucesso também depende da capacidade de continuar treinar e qualificar nosso pessoal para que eles possam assumir cargos seniores qualificados no futuro. Não há garantia de que teremos efetividade em treinamento e qualificação de nossa mão de obra, nem que custos adicionais possam surgir para atingir este objetivo.Isso pode afetar negativamente nossos resultados e nossos negócios.

Nós contamos com fornecedores de bens e serviços na operação e realização de seus projetos, os quais podem ser afetados adversamente por falha ou atraso de tal cadeia de fornecedores no cumprimento de suas obrigações contratuais.

Somos suscetíveis aos riscos de desempenho e qualidade de nossa cadeia de suprimentos. Se os fornecedores e prestadores de serviços atrasarem ou não entregarem os insumos para os nossos projetos, é possível que não seja possível atendermos nossas metas operacionais no prazo esperado. Podemos, em última instância, precisar adiar um ou mais de seus projetos, o que pode causar um efeito adverso sobre nosso resultado.

Além disso, estamos sujeitos a requisitos mínimos de conteúdo local em alguns de nossos contratos de Concessão, de Cessão Onerosa e de Partilha de Produção. É possível que não atendamos aos percentuais mínimos de conteúdo local definidos naqueles contratos com a devida economicidade e, como resultado, podemos ser punidos por multas em nossos contratos e podemos precisar procurar

RISCOS

FATORES DE RISCO 22
GESTÃO DE RISCOS CORPORATIVOS 39
DIVULGAÇÃO SOBRE RISCOS DE MERCADO 40
SEGURO 40

fornecedores internacionais no mercado externo, obrigando que a aquisição seja feita no mercado externo, o que pode ensejar a aplicação do sistema de consequência previsto nos referidos contratos e/ou atrasos nos projetos atendidos.

Adicionalmente, podem existir riscos de atrasos no processo de desembaraço aduaneiro ocasionados por fatores externos, impactando no fornecimento de bens para nossas operações e projetos.

Além disso, interrupções devido a eventos de saúde como a COVID-19 na China e em outros lugares podem ter um impacto negativo em nossos resultados e também em nossa cadeia de suprimentos

A mobilização e a desmobilização de nossos empreendimentos podem afetar as expectativas e a dinâmica das comunidades onde atuamos, impactando nossos negócios, nossa reputação e imagem.

Faz parte de nossa política respeitar os direitos humanos e manter relações responsáveis com as comunidades locais localizadas onde operamos. No entanto, os diversos locais onde operamos estão expostos a uma ampla gama de questões relacionadas à instabilidade política, social e econômica, bem como atos intencionais, como derivação clandestina, crime, roubo, sabotagem, terrorismo, barreiras e protestos. Não podemos controlar as mudanças na dinâmica local e nas expectativas das comunidades onde operamos e estabelecemos nossos negócios.

Impactos sociais que resultam de nossas decisões e atividades diretas e indiretas – especialmente aquelas relacionadas a desinvestimentos – e desacordos com essas comunidades e governos locais podem afetar o cronograma ou orçamento de nossos projetos, dificultar nossas operações devido a possíveis ações judiciais, causar um resultado financeiro negativo e impactar e prejudicar nossa reputação e imagem.

Eventos de escassez hídrica em algumas regiões onde atuamos podem impactar a disponibilidade de água em quantidade ou qualidade necessárias às operações, bem como gerar dificuldades na obtenção de outorgas de direito de uso de recursos hídricos, impactando a continuidade de negócios de nossas unidades industriais.

Temos um grande número de instalações que demandam água para suas operações, desde grandes usuários, como refinarias, até pequenos usuários, como bases e terminais de distribuição, mas que têm uma importância logística muito grande dentro de nossa cadeia. Nos últimos anos, várias regiões do mundo, incluindo algumas regiões no Brasil, experimentaram uma escassez de água doce, inclusive para o consumo da população. Em caso de escassez hídrica, podemos ter nossas outorgas de direito de uso de recursos hídricos suspensas ou modificadas, e por força disso sermos obrigados a reduzir ou suspender nossas atividades produtivas, uma vez que a água disponibilizada para o consumo da população e a dessedentação de animais tem prioridade sobre aquela captada para o uso industrial. Isso pode comprometer a continuidade de negócios, bem como gerar impactos financeiros, de imagem e ambientais para nós.

Riscos Financeiros

Nós temos passivos substanciais e podemos ser expostos a restrições de liquidez significativas no curto e médio prazo, o que pode afetar materialmente e adversamente sua condição financeira e resultados

Incorremos em uma quantidade substancial de dívida relacionada a decisões de investimentos tomadas no passado e com o objetivo de financiar os investimentos necessários para atingir nossos objetivos de longo prazo.

Considerando que pode haver restrições de liquidez no mercado de dívida para financiar nossos investimentos ou para efetuar o pagamento do valor principal e juros das nossas obrigações, nos termos contratados, qualquer dificuldade em levantar o montante de capital necessário para financiar nossas atividades poderá afetar nosso resultado e nossa capacidade de cumprir nosso Plano Estratégico 2020-2024.

A perda ou redução das nossas classificações de risco de crédito podem gerar consequências adversas sobre a nossa capacidade de obter financiamentos, ou afetar nosso custo de financiamento, tornando também mais difícil ou caro refinanciar nossas futuras obrigações financeiras. O impacto em nossa capacidade de obter financiamento e o custo de financiamento podem afetar adversamente nossos resultados operacionais e nossa condição

RISCOS

FATORES DE RISCO 22
GESTÃO DE RISCOS CORPORATIVOS 39
DIVULGAÇÃO SOBRE RISCOS DE MERCADO 40
SEGURO 40

financeira. Além disso, nossa classificação de crédito é sensível a qualquer mudança na classificação de crédito do Governo Federal Brasileiro. Qualquer nova redução das classificações de crédito do Governo Federal Brasileiro pode ter consequências adversas adicionais sobre nossa capacidade de obter financiamentos ou sobre nosso custo de financiamento e, consequentemente, sobre nossos resultados e condição financeira.

Estamos vulneráveis a um aumento do serviço da dívida resultante da depreciação do real em relação ao dólar americano e aumentos nas taxas de juros vigentes no mercado.

Em 31 de dezembro de 2019, uma parcela significativa de nossa dívida financeira era denominada em moedas que não o real. Uma parcela substancial de nosso endividamento é, e espera-se que continue sendo, denominada ou indexada para o dólar americano e outras moedas estrangeiras. Uma nova depreciação do real em relação a qualquer uma dessas outras moedas aumentará nosso serviço da dívida em reais, pois o valor em reais necessário para pagar o principal e os juros das dívidas contraídas em moeda estrangeira será maior com essa depreciação.

Variações cambiais podem ter um impacto imediato em nossa receita reportada. De acordo com nossa política de contabilidade de "*hedge*" de fluxo de caixa, as relações de "*hedge*" são designadas para o "*hedge*" natural existente entre nossas exportações futuras denominadas em dólar que são consideradas altamente prováveis (item protegido) e dívida financeira denominada em dólar americano (instrumentos de "*hedge*").

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

Na medida em que refinanciamos nossas obrigações com financiamentos já contratados, podemos incorrer em despesas de juros adicionais.

Em 31 de dezembro de 2019, uma parcela significativa do nosso total de endividamento consistia em dívidas indexadas a taxas de juros flutuantes. Em geral, a companhia não celebra contratos de derivativos ou instrumentos financeiros similares ou faz outros acordos com terceiros para proteger-se contra o risco de aumento das taxas de juros. Na medida em que tais taxas flutuantes aumentem, podemos incorrer em despesas adicionais. Além disso, à medida que refinanciamos nossa dívida nos próximos anos, o perfil do nosso endividamento pode mudar, especificamente no que se refere à relação entre as taxas de juros fixa e flutuante, a relação de curto prazo com a dívida de longo prazo e as moedas em que nossa dívida está denominada ou à qual está indexada.

Mudanças que afetam a composição de nossa dívida e causam aumentos nas taxas de juros de curto ou longo prazo podem aumentar nossos pagamentos do serviço da dívida, o que pode causar um efeito adverso sobre nossos resultados e nossa condição financeira.

As obrigações com plano de pensão ("Petros") e assistência médica ("AMS") são estimativas, que são revisadas anualmente, e podem divergir dos resultados reais devido a mudanças nas condições de mercado e econômicas, além do comportamento das premissas atuariais.

Os critérios utilizados para determinar as obrigações relativas a planos de benefícios de previdência e de saúde baseiam-se em estimativas e premissas de natureza atuarial e financeira relacionadas (i) ao cálculo dos fluxos de caixa projetados de curto e longo prazo; e (ii) à aplicação de normas regulamentares internas e externas. A frustração dessas expectativas inclusive devido a fatores não gerenciáveis pode resultar em divergências entre o valor previsto e o efetivamente realizado. Adicionalmente, os ativos da Petros estão sujeitos às condições de mercado, o que pode impactar a rentabilidade mínima necessária para a cobertura dos passivos ao longo do tempo, incluindo os ativos financeiros mantidos pela Fundação Petros que estão sujeitos a riscos inerentes à gestão de investimentos. Assim, esses ativos podem não gerar os retornos necessários para cobrir os passivos relevantes, caso em que contribuições extraordinárias nossas, como patrocinador, e dos participantes poderá ser requerida.

Quanto à AMS, os fluxos de caixa projetados também podem ser impactados (i) por aumento dos custos médicos acima

do esperado; (ii) por demandas adicionais originadas de extensão de benefícios; e ainda (iii) pela dificuldade em se ajustar as contribuições dos participantes na mesma proporção dos custos.

Além disso, nós e Petros enfrentamos riscos relacionados aos processos judiciais relacionados aos fundos de pensões que podem ocasionalmente exigir desembolsos nossos.

Tais riscos podem resultar em um aumento dos passivos da companhia e podem afetar adversamente nossos resultados e nossos negócios.

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

Alguns de nossos clientes podem passar por restrições financeiras ou problemas de liquidez que podem causar um considerável efeito negativo na respectiva capacidade de solvência. Problemas financeiros graves de nossos clientes podem limitar a nossa capacidade de receber valores devidos ou de impor o cumprimento das obrigações devidas nos termos das disposições contratuais. Adicionalmente, muitos dos nossos clientes financiam suas atividades por meio de seu fluxo de caixa operacional, de contratação de dívidas de curto e longo prazos.

O declínio das condições econômicas no Brasil e a diminuição dos fluxos de caixa resultantes, combinados com a falta de financiamento via dívida ou equity de nossos clientes, podem nos afetar, uma vez que muitos de nossos clientes são brasileiros e podem ter liquidez significativamente reduzida e capacidade limitada de efetuar pagamentos ou executar obrigações.

Isso pode resultar em uma diminuição de nosso fluxo de caixa e pode também reduzir a demanda futura de nossos clientes por nossos produtos e serviços, o que pode ter um efeito adverso sobre nossos resultados e condição financeira.

Riscos Legais, Regulatórios e de Conformidade

A falha em prevenir, detectar em tempo hábil, ou corrigir comportamentos incompatíveis com nossos princípios éticos e regras de conduta, pode ter um efeito material adverso sobre nosso resultado e nossa situação financeira.

No passado, alguns dos nossos gerentes seniores, administradores e contratadas realizaram atividades fraudulentas que são incompatíveis com nossos padrões de ética e conformidade. Nós estamos sujeitos ao risco de que nossa administração, empregados, contratados ou qualquer pessoa que faça negócios conosco possa se envolver em atividades fraudulentas, corrupção ou suborno, burlar ou anular nossos controles internos e procedimentos ou apropriar-se ou manipular nossos ativos para benefício próprio ou de terceiros, contra o nosso interesse. Esse risco aumenta 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 de contrapartes envolvidas em nossos negócios.

Não podemos garantir que todos os nossos empregados e contratados cumpram nossos princípios e regras de comportamento ético e conduta profissional destinados a orientar nossa administração, empregados e prestadores de serviços. Qualquer falha, seja real ou percebida, no cumprimento de nossos princípios éticos ou das obrigações regulatórias ou de governança pertinentes pode prejudicar nossa reputação, limitar nossa capacidade de obter financiamento e ter um efeito material adverso sobre nossos resultados e condição financeira.

Estamos sujeitos ao risco de que os controles internos possam se tornar inadequados devido a mudanças no ambiente de controles, ou de que o grau de conformidade com nossas políticas e procedimentos possa se deteriorar.

Devido a suas limitações inerentes, o controle interno da companhia sobre relatórios financeiros pode não impedir ou detectar distorções. Também é difícil projetar a eficácia do controle interno sobre relatórios financeiros para períodos futuros, pois os controles da companhia podem se tornar inadequados devido a mudanças nas condições

RISCOS

FATORES DE RISCO 22
GESTÃO DE RISCOS CORPORATIVOS 39
DIVULGAÇÃO SOBRE RISCOS DE MERCADO 40
SEGURO 40

ou porque seu grau de conformidade com suas políticas ou procedimentos pode se deteriorar e a companhia não pode ter certeza de que no futuro fraquezas materiais adicionais não ocorrerão ou serão identificadas em tempo hábil.

Qualquer falha em manter efetivos os controles internos sobre relatórios financeiros pode afetar negativamente a nossa capacidade de reportar nossos resultados financeiros em períodos futuros, com precisão e de forma tempestiva, e de arquivar formulários e documentos exigidos por autoridades governamentais, incluindo a SEC. Nós também podemos ser incapaz de detectar erros contábeis em nossos relatórios financeiros ou ter que reapresentar nossas demonstrações financeiras.

Qualquer uma dessas ocorrências pode afetar adversamente nossos negócios e operações e gerar reações negativas de mercado, afetando potencialmente nossas condições financeiras, levando a um declínio de nosso valor para os acionistas.

Qualquer descumprimento dos acordos que encerraram as investigações conduzidas pela SEC e pelo Departamento de Justiça dos EUA (DoJ) e eventuais investigações futuras sobre a possibilidade de não conformidade com a Lei Sobre Práticas de Corrupção no Exterior (Foreign Corrupt Practices Act) dos EUA podem nos afetar adversamente. As violações dessa lei ou de outras leis podem nos obrigar a pagar multas e expor a companhia e seus empregados a sanções penais e ações cíveis.

Em 2018, considerando os fatos revelados na Operação Lava Jato, celebramos um acordo ("nonprosecution agreement" – "NPA") com o DoJ, no qual admitimos que alguns de nossos antigos executivos e diretores praticaram condutas no período de 2004 a 2012 que deram origem a violações de dispositivos de livros, registros e controles internos sob a lei dos EUA. Como parte da resolução da SEC, resolvemos acusações de violações da Lei de Mercado de Capitais dos Estados Unidos de 1933 e dos livros e registros e disposições de controle interno do *Securities Exchange Act* de 1934, sem admitir as alegações da SEC.

Os acordos, sujeitos aos termos, resolvem totalmente as investigações realizadas pelo Departamento de Justiça dos EUA e pela SEC. Adicionalmente, os acordos reconhecem a destinação de US$ 682 milhões, às autoridades brasileiras, que foram depositados pela companhia em 30 de janeiro de 2019. A SEC também creditou os pagamentos que já efetuamos, conforme anunciado previamente pela companhia, no âmbito do acordo firmado para o encerramento de uma Ação Coletiva Consolidada nos Estados Unidos (*class action*). O montante de US$ 853,2 milhões (R$ 3,536 bilhões) foi registrado em outras despesas operacionais em 30 de setembro de 2018.

Se, durante o prazo do NPA (três anos, podendo ser estendido), o DoJ concluir que nós tenhamos cometido um crime sob a lei federal dos EUA, fornecido deliberadamente informações falsas ou enganosas ou de outra forma violado o NPA, poderemos estar sujeitos a processos judiciais e multas ou penalidades adicionais, inclusive nos termos do FCPA (Foreign Corrupt Practices Act).

A Operação Lava Jato ainda está em curso e informações relevantes adicionais, que afetem nossos interesses podem vir à tona.

Desdobramentos adversos em relação a qualquer dos itens acima podem nos impactar negativamente e desviar os esforços e atenção da nossa administração das nossas atividades ordinárias.

Em relação a qualquer investigação ou processo futuro realizados por essas ou por qualquer outra autoridade no Brasil ou em qualquer outra jurisdição, ou qualquer violação ao NPA, podemos ser demandados a pagar multas ou outros tipos de condenações em dinheiro, ou a cumprir determinações judiciais ou ordens sobre comportamentos futuros ou sofrer outras penalidades, o que pode ter um efeito material adverso sobre nós.

Poderemos enfrentar processos adicionais relacionados com a Operação Lava Jato no futuro.

Estávamos sujeitos a vários processos civis nos EUA relacionados à investigação de Lava Jato, incluindo a ação coletiva – *class action* – proposta perante o Tribunal Distrital do Distrito Sul de Nova York ("SDNY"), 33 ações judiciais iniciadas por investidores individuais perante o mesmo juiz no SDNY e um processo judicial instaurado nos Estados Unidos perante o Tribunal Distrital do Distrito Leste da Pensilvânia (coletivamente, as "ações individuais").

Firmamos um contrato para liquidar a *class action*, que foi aprovado pelo SDNY, bem como acordos para liquidar

RISCOS

FATORES DE RISCO 22
GESTÃO DE RISCOS CORPORATIVOS 39
DIVULGAÇÃO SOBRE RISCOS DE MERCADO 40
SEGURO 40

as ações individuais. Em razão do acordo firmado na *class action*, pagamos US$ 2.950 milhões em três diferentes parcelas em 2018 e 2019, em uma conta designada pelo autor principal. Depois de resolver certas objeções e recursos interportos questionando o acordo, o mesmo agora é final e não está mais sujeito a recurso.

Atualmente, também somos parte de uma ação coletiva iniciada na Holanda, um processo de arbitragem na Argentina e arbitragens e processos judiciais iniciados no Brasil, todos os quais estão atualmente em seus estágios iniciais. Em cada caso, os processos foram movidos por investidores (ou entidades que supostamente representam os interesses dos investidores) que compraram nossas ações negociadas na Bolsa de Valores B3 ou outros valores mobiliários emitidos por nós fora dos Estados Unidos, alegando danos causados por fatos descobertos nas investigações da Operação Lava Jato.

Na Argentina, somos réus em dois processos criminais relacionados a uma suposta oferta fraudulenta de valores mobiliários. O primeiro processo alega que descumprimos a obrigação de divulgar ao mercado argentino a existência de uma ação coletiva pendente proposta pela associação denominada *Consumidores Financieros Asociación Civil para su Defensa* perante os Tribunais Judiciais Comerciais argentinos, nos termos das disposições contidas na lei argentina de mercado de capitais. A segunda ação criminal alega uma oferta fraudulenta de valores mobiliários agravada por informações supostamente falsas incluídas em nossas demonstrações financeiras emitidas antes de 2015.

Além disso, a EIG Management Company, LLC ("EIG Management") e oito dos fundos administrados da EIG Management ("EIG Funds") (juntamente com a EIG Management, "EIG") iniciaram um processo judicial contra nós em 23 de fevereiro de 2016 perante o Tribunal Distrital dos Estados Unidos para o Distrito de Columbia.

A disputa surge da compra indireta de participações societárias dos Fundos EIG na Sete Brasil Participações S. A., e a EIG atualmente tem reclamações contra nós por fraude e auxílio e cumplicidade de fraudes relacionadas à investigação da Lava Jato. A EIG pede indenização de, no mínimo, US$ 221 milhões.

É possível que ações (cíveis, criminais ou de qualquer outra natureza) ou arbitragens adicionais possam vir a ser apresentadas nos Estados Unidos, no Brasil ou em outro país contra a companhia, relacionadas à Operação Lava Jato no futuro. Também é possível que mais informações possam surgir no curso das investigações em curso que estão sendo conduzidas pelas autoridades brasileiras, podendo nos causar danos. Nossos administradores poderão ser obrigados a direcionar tempo e atenção na defesa dessas reivindicações, o que poderá dificultar sua concentração no nosso negócio principal.

Além disso, como resultado da continuação das investigações realizadas no âmbito da operação Lava Jato, informações adicionais substanciais podem surgir no futuro apontando que as estimativas que fizemos em 2014 por pagamentos em excesso incorretamente capitalizados podem, retrospectivamente, ter sido materialmente baixas ou altas.

Em anos anteriores, fomos obrigados a amortizar custos capitalizados representando montantes que pagamos em excesso pela aquisição de ativos do imobilizado. Podemos ser obrigados a reformular nossas demonstrações financeiras para ajustar a sobreavaliação de nossos ativos reconhecidos em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para anos anteriores.

Interpretações divergentes da legislação tributária, bem como mudanças na própria lei tributária podem causar um efeito adverso sobre nossa condição financeira e nossos resultados

Estamos sujeitos a regras e regulamentos tributários que podem ser interpretados de maneira diferente ao longo do tempo, ou que podem ser interpretados de maneira diferente por nós e pelas autoridades fiscais brasileiras (incluindo as autoridades federais, estaduais e municipais), as quais podem ter um impacto financeiro em nossos negócios. Em alguns casos, quando esgotamos todos os recursos administrativos relacionados a uma contingência tributária, novas reclamações podem ser realizadas no âmbito judicial, o pode exigir que, para recorrer, tenhamos que fornecer garantia aos tribunais judiciais, como o depósito dos valores que estão em discussão, acrescidos de juros e multa. Em alguns desses casos, a liquidação da

RISCOS

FATORES DE RISCO 22
GESTÃO DE RISCOS CORPORATIVOS 39
DIVULGAÇÃO SOBRE RISCOS DE MERCADO 40
SEGURO 40

questão pode ser uma opção mais favorável para nós.

No futuro, podemos enfrentar situações semelhantes em que nossa interpretação sobre um regulamento tributário pode diferir da interpretação das autoridades fiscais ou tributárias, que podem contestar nossa interpretação, podendo gerar provisões e cobranças imprevistas. Além disso, um eventual acordo em uma disputa pode ter um impacto mais amplo em outras disputas tributárias.

Qualquer uma dessas ocorrências pode ter um efeito adverso material sobre nossa condição financeira e resultados.

Diferenças nas interpretações e novas exigências regulatórias pelas agências em nosso setor podem resultar em nossa necessidade de maiores investimentos, despesas e custos operacionais, ou podem causar atrasos na produção.

Nossas atividades estão sujeitas à regulamentação e supervisão de órgãos reguladores, como a ANP. Questões como exigências de conteúdo local, procedimentos para a unitização de áreas, definição de preços de referência para o cálculo de royalties e participação governamental, entre outros, estão sujeitas a um regime regulatório supervisionado pela ANP.

Mudanças nas regulamentações aplicáveis a nós, bem como diferenças de interpretação entre nós e as agências que regulam nosso setor, podem ter um efeito adverso relevante em nossa condição financeira e nos nossos resultados. Quaisquer futuras diferenças de interpretação entre nós e essas agências reguladoras podem afetar significativamente nossos resultados, uma vez que tais interpretações afetam diretamente as premissas econômicas e técnicas que norteiam nossas decisões de investimento.

Interpretações divergentes e inúmeras regulamentações ambientais, de saúde e segurança e padrões do setor que estão se tornando mais rigorosos podem resultar em aumento de despesas operacionais e de capital e diminuição da produção.

Nossas atividades estão sujeitas à evolução dos padrões e melhores práticas do setor e a uma ampla variedade de leis, regulamentos e permissões federais, estaduais e municipais relacionadas à proteção da saúde humana, segurança e meio ambiente, tanto no Brasil como em outras jurisdições onde nós operaramos. Essas leis, regulamentos e exigências podem exigir que incorramos em custos significativos, que podem ter um impacto negativo na lucratividade dos projetos que pretendemos implementar ou podem tornar esses projetos economicamente inviáveis.

Qualquer aumento substancial nos gastos para a conformidade com normas ambientais, de saúde ou segurança pode ter um efeito adverso relevante em nossos resultados e condição financeira. Essas leis, regulamentos e requisitos cada vez mais rigorosos podem resultar em reduções significativas em nossa produção, incluindo paradas não programadas, que também podem ter um efeito adverso relevante em nossos resultados e condição financeira.

Estamos sujeitos à concessão de licenças e permissões ambientais que podem resultar em atrasos na entrega de alguns de nossos projetos e dificuldades para alcançar nossos objetivos de produção de petróleo bruto e gás natural.

Nossas atividades estão sujeitas e dependem da concessão de licenças e permissões ambientais por uma ampla variedade de leis federais, estaduais e municipais, relacionadas à proteção da saúde humana, segurança e meio ambiente, tanto no Brasil quanto em outras jurisdições nas quais operamos. À medida que os regulamentos ambientais, de saúde e segurança se tornam cada vez mais complexos, é possível que nossos esforços para cumprir essas leis e regulamentos aumentem substancialmente no futuro.

Não podemos garantir que os cronogramas e orçamentos planejados de nossos projetos, incluindo o descomissionamento de campos maduros, não sejam afetados por demandas de novos órgãos reguladores ou que as licenças e autorizações relevantes sejam emitidas em tempo hábil. Potenciais atrasos na obtenção de licenças podem afetar nossos objetivos de produção de petróleo bruto e gás natural, influenciando negativamente nossos resultados e condição financeira.

Operações com partes relacionadas podem não ser identificadas e tratadas adequadamente.

Em geral, as transações com partes relacionadas fazem parte dos negócios de sociedades de grande porte. Essas transações precisam seguir as normas do mercado e gerar benefícios mútuos. Os processos decisórios relacionados a

RISCOS

FATORES DE RISCO 22
GESTÃO DE RISCOS CORPORATIVOS 39
DIVULGAÇÃO SOBRE RISCOS DE MERCADO 40
SEGURO 40

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.

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

Somos uma sociedade 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 de negócio

Nosso fluxo de caixa e rentabilidade estão expostos à volatilidade dos preços de petróleo, gás e derivados.

A maior parte de nossa receita deriva principalmente das vendas de petróleo bruto, derivados de petróleo e, em menor grau, de gás natural. Os preços internacionais do petróleo e derivados são voláteis e fortemente influenciados pelas condições e expectativas da oferta e demanda mundiais. Além disso, as epidemias de saúde pública (como a epidemia COVID-19 no início de 2020), que provavelmente desacelerarão o crescimento esperado da demanda mundial de petróleo em 2020, já afetaram significativamente os preços do petróleo e, consequentemente, podem afetar nossos resultados financeiros. Volatilidade e incerteza nos preços internacionais do petróleo são estruturais e provavelmente continuarão assim. As alterações nos preços do petróleo geralmente resultam em alterações nos preços dos derivados de petróleo e do gás natural.

Atualmente, os preços do diesel e da gasolina são definidos levando-se em consideração o preço de paridade internacional de importação, as margens para remunerar os riscos inerentes às nossas operações e o nível de participação de mercado. Os ajustes de preço podem ser feitos a qualquer momento. Como uma das metas da nossa nova política de preços é manter preços de combustíveis em paridade com as tendências do mercado internacional, quedas substanciais ou prolongadas no preço do petróleo bruto internacional podem ter um efeito adverso significativo em nossos negócios, resultados e condição financeira e também podem afetar o valor de nossas reservas provadas.

No passado, nossos preços foram ajustados de tempos em tempos por nossa administração. Não podemos garantir que nossa forma de estabelecer preços não será futuramente alterada. Em períodos anteriores, nem sempre ajustamos nossos preços para refletir a paridade com as tendências do mercado internacional ou a volatilidade da taxa de câmbio. No caso de nossa forma de estabelecer preços ser alterada com base nas decisões do Governo Federal Brasileiro, como nosso acionista controlador, poderemos ter períodos no futuro durante os quais nossos preços para diesel e gasolina não estarão em paridade com os preços internacionais de produtos. Quaisquer dessas alterações na definição de nossos preços podem ter um efeito adverso significativo em nossos negócios, resultados e condição financeira.

Desenvolvimentos no ambiente econômico e no setor de petróleo e gás e outros fatores resultaram e podem resultar em reduções substanciais do valor contábil de alguns de nossos ativos, o que poderia afetar adversamente nossos resultados e nossa condição financeira.

Avaliamos anualmente – ou com uma frequência maior, quando as circunstâncias exigem – o valor contábil de nossos ativos para testar possíveis *impairments*. Nossos testes de *impairments* são feitos por comparação do valor contábil de um ativo individual ou de uma unidade geradora de caixa com seu valor recuperável. Sempre que o valor recuperável de um ativo individual ou unidade geradora de caixa for inferior ao seu valor contábil, será reconhecida uma perda por *impairment* para reduzir o valor contábil ao valor recuperável.

RISCOS

FATORES DE RISCO 22
GESTÃO DE RISCOS CORPORATIVOS 39
DIVULGAÇÃO SOBRE RISCOS DE MERCADO 40
SEGURO 40

Mudanças no ambiente econômico, regulatório, empresarial ou político no Brasil ou em outros mercados nos quais operamos, como a recente queda significativa nos preços internacionais de petróleo e gás, a desvalorização do real, bem como mudanças nas condições de financiamento, tais como deterioração da percepção de risco e taxas de juros, para tais projetos, entre outros fatores, podem afetar as estimativas originais de rentabilidade de nossos projetos, o que poderia afetar adversamente nossos resultados.

Mudanças climáticas podem impactar nosso resultado e nossa estratégia.

A mudança do clima impõe novos desafios e oportunidades para os nossos negócios. Regulamentações ambientais mais restritivas podem resultar na imposição de custos associados às emissões de GEE (gases efeito estufa), seja através de exigências por parte dos órgãos ambientais relacionadas a iniciativas de mitigação ou de outras medidas de natureza regulatória, como taxação sobre emissões de GEE e criação de mercados de emissões de GEE com limitação de emissões, que têm potencial para aumentar nossos custos operacionais.

Os riscos associados às mudanças climáticas também podem se materializar na dificuldade de acesso a capital devido a questões de imagem junto aos investidores, mudanças no perfil do consumidor, com redução do consumo de combustíveis fósseis e transições energéticas na economia mundial, por meio de uma matriz de baixo carbono, com a inserção de produtos substitutos para os combustíveis fósseis, além do aumento da eletrificação na mobilidade urbana. Esses fatores podem ter impactos negativos sobre a demanda dos produtos e serviços da companhia e podem onerar ou mesmo inviabilizar a implementação e a operação de seus empreendimentos, impactando adversamente os resultados e condição financeira da companhia e limitando algumas de nossas oportunidades de crescimento.

A capacidade de desenvolver, adaptar, acessar novas tecnologias e aproveitar as oportunidades relacionadas às inovações em tecnologia digital é fundamental para nossa competitividade.

A disponibilidade de tecnologias que garantam a manutenção de nossas taxas de reserva e a viabilidade da produção de maneira eficiente, bem como o desenvolvimento de novos produtos e processos que respondam às regulamentações ambientais e novas tendências de mercado, desempenham um papel fundamental no aumento da nossa competitividade a longo prazo. No caso de alguma tecnologia altamente inovadora ser introduzida na indústria do petróleo, alterando os padrões de desempenho, seria importante para nós ter acesso a essa tecnologia, o que pode impactar nossa competitividade em relação a outras empresas.

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 eventual incapacidade em capturar essas oportunidades poderá causar um impacto em nossa competitividade no mercado de petróleo e gás e em nossos objetivos em longo prazo.

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

Nossa capacidade de manter nossos objetivos de longo prazo para a produção de petróleo é altamente dependente de nossa capacidade de obter reservas adicionais e de desenvolver com sucesso nossas reservas existentes.

Nossa capacidade de obter reservas adicionais depende das atividades de exploração, o que exige investimentos de capital significativos, nos expõe aos riscos inerentes à perfuração e pode não levar à descoberta de reservas de petróleo bruto ou gás natural comercialmente viáveis. Nós também podemos obter reservas adicionais propondo e implementando novos projetos de desenvolvimento.
A exploração de reservatórios em águas profundas exige recursos significativos para ser bem-sucedida e envolve inúmeros fatores além do nosso controle, como atrasos na disponibilidade de equipamentos *offshore*, escassez no acesso a recursos críticos e condições operacionais inesperadas, incluindo falhas ou incidentes no equipamento, que podem causar operações reduzidas, 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

RISCOS

FATORES DE RISCO 22
GESTÃO DE RISCOS CORPORATIVOS 39
DIVULGAÇÃO SOBRE RISCOS DE MERCADO 40
SEGURO 40

em rodadas de licitação para novos contratos, assim como a exploração das áreas contratadas existentes.

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

Nossas reservas provadas de petróleo bruto e gás natural apresentadas neste relatório anual são as quantidades estimadas de petróleo bruto e gás natural que dados geológicos e de engenharia demonstram com razoável segurança serem economicamente recuperáveis a partir de uma determinada data a partir de reservatórios conhecidos sob condições econômicas e operacionais existentes (isto é, usando preços e custos na data em que a estimativa é feita), de acordo com os regulamentos aplicáveis. As estimativas de reservas apresentadas são baseadas em premissas e interpretações, as quais estão sujeitas a riscos e incertezas. Se os dados geológicos e de engenharia que usamos para estimar nossas reservas não forem precisos, nossas reservas podem ser significativamente menores do que as atualmente indicadas nas estimativas de volume de nosso portfólio e nos relatórios das empresas que conduzem avaliações nos nossos volumes de reservas.

Revisões para baixo em nossas estimativas de reserva poderão levar a menor produção futura, o que poderia ter um efeito adverso em nossos resultados e condição financeira.

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

Segundo a legislação brasileira, o Governo Federal Brasileiro possui todas as acumulações de petróleo e gás natural no subsolo brasileiro e, de acordo com o regime de concessão brasileiro, a concessionária detém o petróleo e gás que produz a partir dessas acumulações de subsolo conforme os contratos aplicáveis firmados 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, de acordo com o contrato concessão e outros contratos. O acesso às reservas de petróleo bruto e gás natural é essencial para a produção e a geração de rendimentos contínuos de uma empresa de petróleo e gás. Nossa capacidade de geração de rendimentos seria negativamente afetada se o Governo Federal Brasileiro restringisse ou nos impedisse de explorar tais reservas de petróleo bruto e gás natural.

Em decorrência da realização dos desinvestimentos e parcerias, estamos expostos a riscos que podem levar a perdas financeiras não previstas.

Após a conclusão de cada desinvestimento ou parceria (etapa pós-closing), nós precisamos realizar a gestão e oacompanhamento integrado das ações necessárias e previstas nos contratos de cada projeto, atentando-se para o cumprimento das obrigações estabelecidas entre comprador e vendedor. No caso de não cumprimento destas obrigações, os ajustes financeiros entre as partes podem apresentar resultados diferentes do cenário base adotado no momento do desinvestimento ou parceria.

Além disso, conforme determinação da ANP, em caso de alienação total ou parcial da nossa participação emcontratos de E&P, nós permanecemos conjunta e solidariamente responsáveis pelos custos de abandono após o encerramento da produção da nova concessionária, caso a mesma não realize essa tarefa. Tal responsabilidade conjunta e solidária abrange as obrigações constituídas em data anterior à transferência, assim como as obrigações decorrentes de atividades realizadas em data anterior à transferência, ainda que constituídas somente em momento posterior. O mesmo é válido para eventuais passivos ambientais.

Adicionalmente, a venda de ativos pode impactar as sinergias existentes ou a integração logística com nossa companhia, o que pode afetar negativamente nossas perspectivas de crescimento operacional de longo prazo e, consequentemente, nossos resultados de médio e longo prazo.

Ademais, nossos parceiros podem não ser capazes de cumprir suas obrigações, incluindo suas obrigações financeiras, o que pode colocar em risco a viabilidade de alguns projetos nos quais nós participamos. Além disso, nos projetos onde nós figuramos como operador, nossos parceiros podem ter o direito a veto em certas decisões, o que também pode afetar a viabilidade de alguns projetos.

Independentemente da parceira responsável pelas operações de cada projeto, nós podemos estar expostos aos

RISCOS

FATORES DE RISCO 22
GESTÃO DE RISCOS CORPORATIVOS 39
DIVULGAÇÃO SOBRE RISCOS DE MERCADO 40
SEGURO 40

riscos associados a essas operações, incluindo litígios (onde a responsabilidade solidária poderia ser aplicada, em relação à ANP, no caso de contratos de concessão, e em relação à ANP e a terceiros, em se tratando de regime de partilha de produção) e a riscos de sanções governamentais derivadas dessas parcerias, que podem ter um efeito material adverso nas operações, reputação, fluxo de caixa e condição financeira da companhia.

Temos ativos e investimentos em outros países, onde a situação política, econômica e social pode impactar 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. Nessas regiões, fatores externos podem afetar adversamente os resultados operacionais e a situação financeira de nossas subsidiárias nesses países, incluindo: (i) a imposição de controles de preços; (ii) a imposição de restrições às exportações de hidrocarbonetos; (iii) a flutuação das moedas locais em relação ao real; (iv) nacionalização de nossas reservas de petróleo e gás e nossos ativos; (v) aumento das alíquotas de imposto de exportação e de imposto de renda para petróleo e derivados; e (vi) mudanças institucionais unilaterais (governamentais) e contratuais, incluindo controles sobre investimentos e limitações em novos projetos.

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 e recursos financeiros.

O desempenho de empresas licenciadas para usar nossas marcas pode afetar nossa imagem e reputação.

Nosso plano de desinvestimentos e parcerias inclui a venda de algumas de nossas empresas no segmento de distribuição de combustíveis. Algumas dessas transações incluem o licenciamento de nossas marcas para futuros compradores e parceiros. Uma vez que um licenciado detém o direito de exibir nossas marcas em produtos, serviços e comunicações, ele pode ser percebido pelas partes interessadas como nosso legítimo representante ou porta-voz. Ações ou eventos dos licenciados relacionados a seus negócios, tais como falhas, acidentes, erros no desempenho dos negócios, crises ambientais, escândalos de corrupção e uso indevido de nossa marca, entre outros fatores, podem impactar negativamente nossa imagem e reputação.

Riscos relacionados ao Brasil e a nossa relação com nosso acionista controlador

O Governo Federal Brasileiro, como nosso acionista controlador, pode buscar determinados objetivos macroeconômicos e sociais através de nós que possam ter um efeito adverso relevante sobre nós.

Nosso conselho de administração é composto por no mínimo sete e no máximo onze membros, eleitos em nossa assembleia de acionistas por um prazo de até dois anos, com no máximo três reeleições consecutivas permitidas. A lei brasileira requer que o Governo Federal Brasileiro possua a maioria do nosso capital votante, e, desde que possua, o Governo Federal Brasileiro terá o direito de eleger a maioria dos nossos conselheiros, e, através deles, a diretoria que é responsável pela nossa administração no dia a dia. É possível, consequentemente, que participemos de atividades que dão preferência aos objetivos do Governo Federal Brasileiro ao invés dos nossos próprios objetivos econômicos e de negócios, o que pode ter um efeito adverso sobre nossos resultados e condição financeira.

As eleições no Brasil ocorrem a cada quatro anos, e mudanças nos representantes eleitos podem levar a uma mudança de membros do nosso conselho de administração nomeados pelo acionista controlador, o que pode impactar ainda mais a gestão de nossa estratégia e diretrizes de negócios, conforme mencionado acima.

Como nosso acionista controlador, o Governo Federal Brasileiro tem orientado e pode continuar a orientar certas políticas macroeconômicas e sociais através de nós, de acordo com as leis brasileiras. Assim, podemos fazer investimentos, incorrer em custos e nos envolver em transações com partes ou em termos que possam ter um efeito adverso sobre nossos resultados e condição financeira.

RISCOS

FATORES DE RISCO 22
GESTÃO DE RISCOS CORPORATIVOS 39
DIVULGAÇÃO SOBRE RISCOS DE MERCADO 40
SEGURO 40

A fragilidade no desempenho da economia brasileira, a instabilidade no ambiente político, as mudanças regulatórias e a percepção do investidor sobre essas condições podem afetar negativamente os resultados de nossas operações e nosso desempenho financeiro e podem ter um efeito material adverso sobre nós.

Nossas atividades concentram-se fortemente no Brasil. As políticas econômicas adotadas pelo Governo Federal Brasileiro podem ter efeitos importantes sobre empresas brasileiras, incluindo nós, e sobre as condições de mercado e preços dos valores mobiliários brasileiros. Nossa condição financeira e resultados podem ser adversamente afetados pelos seguintes fatores e pela resposta do Governo Federal Brasileiro a esses fatores:

- movimentos e volatilidade da taxa de câmbio;
- Inflação;
- financiamento de déficits fiscais do governo;
- instabilidade de preço;
- taxa de juros;
- liquidez do mercado interno de capitais e de empréstimos;
- política tributária;
- política regulatória para o setor de petróleo e gás, incluindo política de preços e requisitos de conteúdo local;
- alegações de corrupção contra partidos políticos, servidores 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 afetem o Brasil.

Como não se sabe ao certo 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 ocorrer 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.

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

No passado, membros do Governo Federal Brasileiro e do poder legislativo brasileiro enfrentaram alegações de corrupção política. Consequentemente, 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 podem restringir a capacidade dos detentores de ADS de vender as ações ordinárias ou preferenciais subjacentes às nossas ADS.

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 ADS de

RISCOS

FATORES DE RISCO 22
GESTÃO DE RISCOS CORPORATIVOS 39
DIVULGAÇÃO SOBRE RISCOS DE MERCADO 40
SEGURO 40

vender as ações ordinárias ou preferenciais subjacentes às nossas ADS pelo preço e no momento desejados.

Os detentores de nossas ADS podem ser incapazes de exercer direitos de preferência com respeito às ações ordinárias ou preferenciais subjacentes às ADS.

Os titulares de ADS que são residentes dos Estados Unidos talvez não consigam exercer os direitos de preferência relacionados às ações ordinárias ou preferenciais subjacentes às nossas ADS se não existir uma declaração de registro no âmbito da Lei de Mercado de Capitais no que diz respeito a esses direitos ou se estiver disponível uma isenção das exigências de registro da Lei de Mercado de Capitais. Como não somos obrigados a apresentar uma declaração de registo 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 JPMorgan, na função de depositário, tentará vender os direitos de preferência e os titulares de ADS 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 "Informações aos Acionistas – Ações e Acionistas – Outros Direitos dos Acionistas", neste relatório anual.

Se os detentores de nossas ADS trocarem suas ADS por ações ordinárias ou preferenciais, eles correm o risco de perder a capacidade de remeter moeda estrangeira para o exterior e outras vantagens relacionadas.

O custodiante brasileiro das nossas ações ordinárias ou preferenciais subjacentes às ADS 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.

A conversão de ADS 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 dos investidores estrangeiros. 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 relacionadas 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 detentores de nossas ADS podem enfrentar dificuldades em 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 incorporados 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 o uso de informações privilegiadas e o comércio interno e a preservação dos interesses dos acionistas também podem ser diferentes no Brasil do que nos 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

RISCOS

FATORES DE RISCO 22
GESTÃO DE RISCOS CORPORATIVOS 39
DIVULGAÇÃO SOBRE RISCOS DE MERCADO 40
SEGURO 40

item "Informações aos Acionistas – Ações e Acionistas – Resolução de Litígios" neste relatório anual.

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 ADS 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 ADS 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 detentores de nossas ADS não possuem os mesmos direitos de voto que nossos acionistas. Além disso, os detentores de ADS representando ações preferenciais não têm direito a voto.

Os titulares das nossas ADS não têm os mesmos direitos de voto que os titulares das nossas ações. Os titulares das nossas ADS possuem os direitos contratuais estabelecidos para seu benefício nos acordos de depósito. Para exercer direitos de voto, os titulares de ADS 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 ADS 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 ADS representa nossas ações preferenciais. Segundo a lei brasileira e nosso estatuto social, exceto para situações específicas, os titulares de ações preferenciais não têm o direito de votar em assembleias de acionistas. Os titulares de ADSs que representam ações preferenciais também não têm direito a voto na maioria das decisões. Consulte o item "Acionistas – Ações e Acionistas – Direitos dos Acionistas; Acionistas – Reuniões e direitos de voto " neste relatório anual.

O mercado de títulos de dívida do PGF pode 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 Iorque 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.

Eventuais condenações impostas pelos tribunais brasileiros relativas às nossas obrigações a respeito da garantia relacionada às notas da PGF exigirão o pagamento em reais.

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.

RISCOS

FATORES DE RISCO 22
GESTÃO DE RISCOS CORPORATIVOS 39
DIVULGAÇÃO SOBRE RISCOS DE MERCADO 40
SEGURO 40

Uma conclusão de que estamos sujeitos às leis de falência dos EUA e de que a garantia executada por nós foi uma transmissão fraudulenta poderia resultar na perda de sua reivindicação legal contra os detentores de títulos da PGF.

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 Iorque 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 dos Estados Unidos ou leis semelhantes forem aplicadas à garantia e nós, no momento em que firmamos a garantia relevante:

- foram ou são insolventes ou tornaram-se insolventes em razão da nossa entrada em tal garantia;
- estivessem ou estejam envolvidos em negócios ou transações para os quais os ativos que permanecem conosco constituam capital excessivamente pequeno; ou
- pretendessem incorrer ou tendo incorrido, ou tendo acreditado ou acreditar que incorreríamos em dívidas além da nossa capacidade de pagar tais dívidas à medida que amadurecem; e
- em cada caso, pretendesse a receber ou tendo efetivamente recebido menos do que o valor razoavelmente equivalente ou justo, então nossas obrigações no âmbito da garantia poderiam ser evitadas ou as demandas relacionadas a esse acordo poderiam ser subordinadas às demandas de outros credores. Dentre 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 inexequível 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.

RISCOS

FATORES DE RISCO 22
GESTÃO DE RISCOS CORPORATIVOS 39
DIVULGAÇÃO SOBRE RISCOS DE MERCADO 40
SEGURO 40

Gestão de Riscos Corporativos

Acreditamos que a gestão de riscos integrada e pró-ativa é essencial para a entrega de resultados de forma segura e sustentável. Nosso processo de gestão de risco é centralizado, permitindo a padronização e uniformidade da análise de risco e gestão de responsabilidades de risco. Temos um Comitê Executivo de Riscos para aconselhar a nossa Diretoria na análise de questões relacionadas com a gestão de riscos. Cada uma das nossas unidades organizacionais deve identificar, priorizar, monitorar e, em conjunto com nossa área de riscos, comunicar periodicamente ao Comitê Executivo de Riscos os principais riscos envolvidos em nossas nas atividades, bem como ações de mitigação planejadas.

A fim de ajudar neste processo, a nossa política de gestão de riscos corporativos estabelece diretrizes e responsabilidades e é baseada nos seguintes princípios fundamentais:

- respeito pela vida e à diversidade de vida;
- alinhamento completo e coerência com nosso Plano Estratégico;
- comportamento ético e de conformidade com os requisitos legais e regulamentares;
- gestão integrada de riscos; e
- orientação de ações de resposta a risco voltadas para a agregação ou a preservação de valor para os acionistas e a continuidade dos negócios.

Os riscos classificados como "riscos estratégicos" são monitorados através de ações específicas, que são chave para a implementação de nosso Plano Estratégico. O alcance e a probabilidade desses riscos, bem como os recursos necessários para lidar com eles, são particularmente importantes para avaliar nosso negócio.

Nossa estrutura organizacional de gerenciamento de riscos, que está sob a supervisão da Diretoria Executiva Financeira e de Relacionamento com Investidores, é responsável por:

- identificar, monitorar e reportar periodicamente à nossa Diretoria e Conselho de Administração sobre os efeitos de grandes riscos em nossos resultados integrados;
- promover a integração e sinergia das ações de gestão de risco tomadas nas unidades organizacionais, bem como em outros processos de negócios, suporte e gestão;
- estabelecer uma metodologia corporativa de gestão de risco guiado por uma visão integrada e sistêmica, o que permite um ambiente de monitoramento contínuo dos riscos em diversos níveis hierárquicos;
- disseminar o conhecimento e a cultura de gestão de riscos; e
- incentivar os gestores a desenvolver e implementar as medidas necessárias para alinhar a nossa exposição a níveis de risco aceitáveis.

A fim de apoiar o processo de gestão de riscos, nossa política de gerenciamento de riscos especifica autoridades a serem consultadas, responsabilidades a serem assumidas, e 5 princípios e 10 diretrizes que orientam nossas iniciativas de gestão de risco.

Esta política tem uma abordagem abrangente à gestão de riscos corporativos, que combina a abordagem tradicional de gerenciamento de risco econômico e financeiro com outras áreas de interesse relevantes, tais como a proteção da vida, saúde e meio ambiente, patrimônio e proteção de informações de negócios (propriedade e segurança) e de combate à fraude e corrupção (legal e de conformidade), entre outros riscos corporativos. Com foco na integração das ações de gestão de risco, nossa política permite acesso a qualquer empregado aos termos e conceitos relacionados à gestão de riscos, bem como às medidas tomadas e as partes responsáveis pela gestão de cada um dos riscos a que estamos expostos.

Para mais informações sobre a nossa política de gestão de risco revisada, por favor visite nosso *website* em https://www.petrobras.com.br/ir. As informações contidas nesse site, que pode ser acessado através de um hyperlink resultante dessa URL, não é e não deve ser considerada como parte integrante do presente relatório anual.

RISCOS

FATORES DE RISCO 22
GESTÃO DE RISCOS CORPORATIVOS 39
DIVULGAÇÃO SOBRE RISCOS DE MERCADO 40
SEGURO 40

Divulgações sobre Risco de Mercado

Risco de preço das commodities

Atuamos de forma integrada em todas as fases da indústria do petróleo. Uma grande parte dos nossos resultados releciona-se diretamente para a exploração e produção de petróleo, refino e venda de gás natural, biocombustíveis e eletricidade no Brasil. Como nossas compras e vendas de petróleo e derivados estão ligados aos preços internacionais das *commodities*, estamos expostos a suas flutuações de preços, que podem influenciar a nossa rentabilidade, nosso fluxo de caixa operacional e nossa situação financeira.

Nós preferimos manter a exposição ao ciclo de preços a usar instrumentos de derivativos para sistematicamente proteger transações de compra e venda que se concentram em atender às necessidades de nossas operações. No entanto, com base nas condições do mercado do petróleo bruto e as perspectivas de realização do nosso plano estratégico, podemos decidir implementar estratégias de proteção, utilizando instrumentos financeiros para gerenciar nossas despesas de fluxo de caixa.

Em março de 2019, implantamos uma estratégia de *hedge* para parte de nossa produção de petróleo esperada em 2019, em um volume equivalente a 186 milhões de barris. Opções de venda foram compradas com preço de exercício referenciado para o preço médio do petróleo *Brent*, de abril até o final de 2019, com um preço de exercício médio de cerca de US$ 60 por barril. As opções vencem no final de 2019. No entanto, ao longo do terceiro trimestre de 2019, devido à redução significativa de incertezas de fluxo de caixa para o período de 2019-2023, vendemos nossas opções de venda com preço de exercício de referência para os preços médios do petróleo *Brent* a partir de abril até o final de 2019 a US$ 60 / barril, com um prêmio total recebido de US$ 101 milhões.

Além disso, as operações com derivativos também foram implementadas para proteger nossas margens para transações comerciais de curto prazo realizadas no exterior. Nossos contratos de derivativos prevêem *hedges* econômicos para compra e venda de produtos de petróleo nos mercados globais, geralmente esperados para ocorrer dentro de um período de 30 a 360 dias.

Para mais informações sobre nossas transações de derivativos de *commodities*, incluindo uma análise de sensibilidade demonstrando a alteração líquida no valor justo de uma alteração adversa de 25% (ou 50%), no preço da commodity subjacente para opções e futuros, ver nota 36 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Exposição à taxa de juros e risco cambial

Para obter informações sobre taxas de juros e risco cambial, consulte “Revisão Operacional e Financeira e Perspectivas” neste relatório anual.

Seguro

Em relação aos riscos operacionais, nossa política é manter a cobertura de seguro quando a obrigação de manter tal cobertura deriva de um instrumento legal ou contratual ou do nosso Estatuto Social; ou o evento coberto pode causar danos significativos aos nossos resultados financeiros, e a cobertura é economicamente viável.

Mantemos várias apólices de seguro, incluindo as políticas de incêndio, risco operacional, risco de engenharia, a cobertura de danos de propriedade para ativos *onshore* e *offshore*, como plataformas fixas, sistemas flutuantes de produção e unidades de perfuração *offshore*, seguro de casco para os navios-tanque e embarcações auxiliares, seguro de responsabilidade civil e seguro de transporte. As coberturas dessas apólices são contratadas de acordo com os objetivos que nós definimos e as limitações impostas pelos mercados de seguros e resseguros globais. Embora algumas apólices sejam emitidas no Brasil, a maioria de nossas apólices é ressegurada no exterior com resseguradoras classificadas A- ou superior pela Standard & Poors, ou B + ou superior pela AM Best.

Nossas apólices estão sujeitas a franquias, limites, exclusões e limitações, e não há garantia de que tal cobertura nos proteja adequadamente contra a responsabilidade de todas as possíveis consequências e danos associados às nossas

RISCOS

FATORES DE RISCO 22
GESTÃO DE RISCOS CORPORATIVOS 39
DIVULGAÇÃO SOBRE RISCOS DE MERCADO 40
SEGURO 40

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, nós não mantemos cobertura de seguros para proteger nossos ativos em caso de guerra ou sabotagem. Também não mantemos cobertura para interrupção de negócios, com exceção de alguns ativos específicos no Brasil. Geralmente, nós não mantemos cobertura para nossos poços em atividade no Brasil, exceto quando exigido por um acordo de operação conjunta. Além disso, as nossas apólices de responsabilidade civil contra terceiros não cobrem multas governamentais ou danos punitivos.

Nossas apólices nacionais de seguro de risco patrimonial têm uma franquia máxima de US$ 180 milhões e seus limites de indenização podem chegar a US$ 2,28 bilhões para refinarias e US$ 2,5 bilhões para plataformas, dependendo do valor de reposição de nossos ativos. Asseguramos por nós próprios ativos de menor valor, incluindo mas não limitado a embarcações auxiliares pequenas, algumas instalações de armazenamento e algumas instalações administrativas.

Nossa apólice de responsabilidade civil geral com relação às nossas atividades *onshore* e *offshore* no Brasil, incluindo perdas devido a poluição súbita, como derramamentos de óleo, tem um limite máximo de indenização de US$ 250 milhões com uma dedução associada de US$ 10 milhões. Também mantemos seguro marítimo de proteção adicional e indenização ("P&I") contra terceiros relacionados às nossas operações *offshore* domésticas com um limite de indenização de US$ 50 milhões até US$ 500 milhões, dependendo do tipo de embarcação. Para atividades no Brasil, no caso de uma explosão ou evento similar em uma de nossas plataformas *offshore* não fixas, essas apólices podem fornecer cobertura de responsabilidade civil combinada de até US$ 750 milhões. Além disso, embora não asseguremos a maioria de nossos dutos contra danos à propriedade, temos seguro contra danos ou perdas a terceiros decorrentes de incidentes específicos, como infiltração inesperada e poluição por óleo.

Fora do Brasil, mantemos diferentes níveis de seguro de responsabilidade civil, como resultado de uma variedade de fatores, incluindo avaliações de risco país, caso tenhamos operações *onshore* e *offshore*, ou exigências legais impostas pelo país em particular em que operamos. Mantemos apólices de seguro separadas de "controle-de-poço" em nossas operações internacionais para cobrir as responsabilidades resultantes da erupção descontrolada de petróleo, gás, água ou fluido de perfuração. Além disso, tais apólices cobrem reclamações de danos ambientais causados por explosão de poço e eventos similares, bem como custos de limpeza relacionados com limites de cobertura de até US$ 345 milhões, dependendo do país.

Riscos emergentes

Riscos emergentes são os riscos estratégicos de longo prazo que temos identificado como os de maior severidade e que poderiam afetar significativamente a execução do nosso plano estratégico. Detalhamos a seguir estes riscos já brevemente descritos no item "Riscos" deste relatório anual.

Sistemas de tecnologia, de segurança cibernética, de telecomunicações e serviços de segurança.

Recentemente, as preocupações sobre falhas de segurança da informação têm crescido em todo o mundo. Essas falhas podem ter uma origem externa, tais como *malware, hacking, cyber* terrorismo, entre outros. Essas falhas podem também ter origem interna, através de atos intencionais e fraudulentos cometidos por empregados e contratados com a finalidade de obter vantagens pessoais.

A percepção da gravidade desse risco pela nossa administração tem aumentado significativamente ao longo do tempo. Portanto, tal risco foi classificado como um risco estratégico em nosso plano estratégico. Além de questões de segurança cibernética, a preocupação e as ações adotadas pela nossa administração tiveram como objetivo melhorar a proteção e a privacidade de dados pessoais detidos por nós.

RISCOS

FATORES DE RISCO 22
GESTÃO DE RISCOS CORPORATIVOS 39
DIVULGAÇÃO SOBRE RISCOS DE MERCADO 40
SEGURO **40**

No Brasil, a LGPD será completamente eficaz em agosto de 2020. A LGPD tem uma série de sanções, incluindo multas, a serem aplicadas a organizações que não cumprem as regras da LGPD.

Estamos usando camadas de proteção sobre e-mails, análise de vulnerabilidades em redes e aplicações, trilhas de auditoria em sistemas de informação, controle de acesso privilegiado, pacotes de atualização de segurança, autenticação de dispositivos e usuários para o acesso à internet, rede corporativa, filtros de conteúdo de internet, encriptação e segregação de funções chave.

Além disso, a fim de garantir a nossa segurança num mundo onde os dados são considerados bens valiosos e estratégicos, em dezembro de 2019, criamos uma área dedicada à segurança da informação, ligada à Diretoria de Inovação e Transformação Digital, com o objetivo de centralizar o gerenciamento das medidas relacionadas com a segurança da informação.

A iniciativa estratégica para a transformação digital prevista em nosso plano estratégico tem como objetivo nos preparar para um ambiente competitivo que está sendo cada vez mais influenciado pelas tecnologias digitais e uma nova forma de trabalhar, com base na colaboração. As possibilidades de transformação dos modelos operacionais e de negócios trazem oportunidades para aumentar a eficiência e a segurança das operações, reduzir custos e trazer mais robustez e agilidade às decisões. Nossos esforços devem ir além da implementação de soluções tecnológicas, procurando também implementar uma cultura de inovação que promova a experimentação, a colaboração multifuncional e o compartilhamento de informações.

Para mais detalhes, consulte o item "Riscos – Fatores de Risco" e "Plano Estratégico – Transformação digital" neste relatório anual.

As mudanças no ambiente competitivo.

Em junho de 2019, assinamos dois termos de compromisso com o CADE, que consolidam o entendimento das partes sobre a execução do desinvestimento de nossos ativos de refino e a promoção da concorrência na indústria de gás natural no Brasil, incluindo a venda de nossa participação em empresas que atuam no o setor de gás natural e seus ativos relacionados. Esses acordos também suspendem a investigação administrativa iniciada pelo tribunal do CADE para investigar supostos abusos da nossa posição dominante no segmento de refino e criam um ambiente favorável para novos investidores entrarem no setor de gás natural.

A implementação desses acordos, associada com possíveis mudanças regulatórias a montante, poderia aumentar o nível de concorrência no setor.

Estamos nos concentrando em ativos em que somos o proprietário natural e esperamos retorno melhor sobre o capital (em atividades em águas profundas e águas ultraprofundas), buscando constantemente a um custo competitivo e eficiente e estrutura de investimento, utilizando o gerenciamento ativo de portfólio como um fator-chave para nossas parcerias e desinvestimentos.

Além disso, estamos melhorando nossa eficiência operacional, reduzindo significativamente nossa dívida financeira e nós aprovamos um plano de resiliência relacionado aos nossos ativos e projetos, para garantir a rentabilidade mesmo em cenários de preços baixos do petróleo. Desde 2015, lançamos alguns programas de demissão voluntária (ver item "Gestão e Empregados – Empregados – Força de trabalho" neste relatório anual) e mantemos os esforços para cortar outros custos, com uma racionalização do nosso espaço físico como parte do tratamento de risco e estratégia.

Para mais informações, consulte item "Riscos – Fatores de Risco-Riscos Estratégicos", "Plano Estratégico 2020-2024 – Plano Estratégico Estratégico" e "Gestão de portfólio" neste relatório anual.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

NOSSOS NEGÓCIOS

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Exploração e Produção

Visão geral

Nossas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural são os principais componentes do nosso portfólio de investimentos e incluem exploração marítima e em terra, avaliação, desenvolvimento, produção e incorporação de reservas de petróleo e gás natural, produzindo petróleo e gás natural de forma segura e de maneira rentável.

Nossas atividades estão focadas em águas profundas e ultraprofundas de petróleo no Brasil, que representaram 87% de nossa produção total em 2019. Também temos atividades em campos maduros em águas rasas e em terra, bem como fora do Brasil, como detalhado abaixo neste relatório anual. Ativos de E&P no Brasil representam 92% de nossos blocos e campos pelo mundo, 98% de nossa produção global de petróleo e 99% de nossas reservas de petróleo e gás natural.

Considerando exclusivamente nossos direitos, podemos explorar e produzir petróleo e gás no Brasil em uma área de **59.363 km²**

TERRA **21%** **de área total**

MAR **79%** **de área total**

72%
áreas a serem desenvolvidas
[Em fase exploratória e em desenvolvimento]

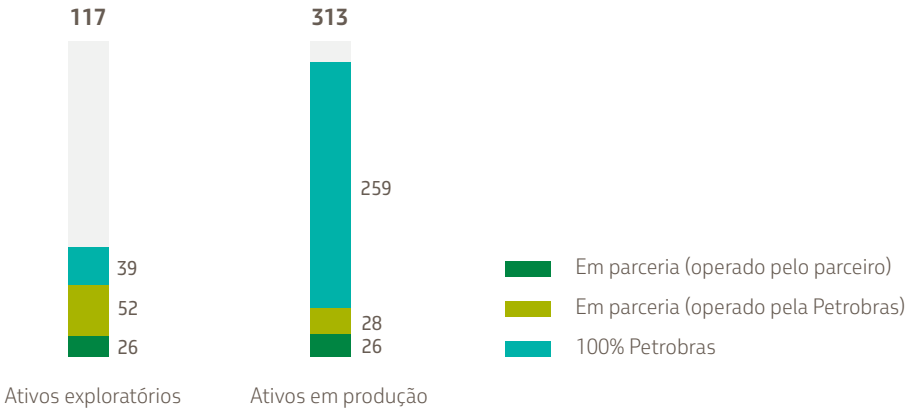
28%
áreas desenvolvidas

Temos 430 ativos em exploração e produção, incluindo 132 parcerias com outras empresas de petróleo e gás.
De 430 blocos e campos, 406 estão em regime de concessão, 14 são partilha da produção e 10 são Cessão Onerosa.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO	**44**	GESTÃO DE PORTFÓLIO	106
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO	67	AMBIENTE EXTERNO	110
GÁS E ENERGIA	88		

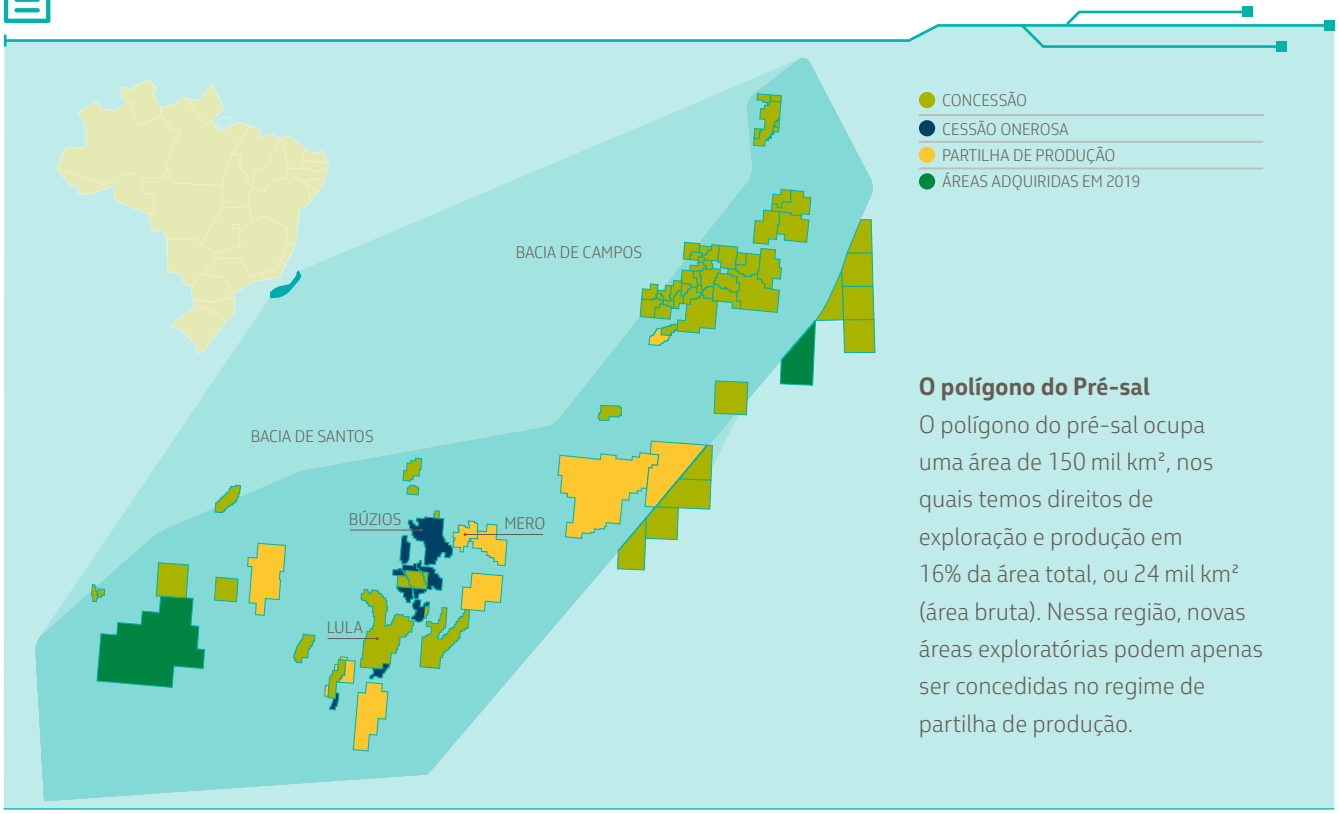
Ativos de E&P
(Número de ativos)



Como a maioria das grandes empresas de petróleo e gás, operamos em parcerias usando consórcios na exploração de blocos e produção de campos de petróleo no Brasil, principalmente em águas ultraprofundas.

Lideramos e operamos consórcios de E&P responsáveis por alguns grandes projetos em desenvolvimento, como Mero (Petrobras 40%, Shell 20%, Total 20%, CNODC 10% e CNOOC 10%), Berbigão, Sururu e Atapu (todos com Petrobras 42,5%, Shell 25%, Total 22,5% e Petrogal 10%).

Esses consórcios de E&P também compreendem alguns dos maiores campos de produção no Brasil, como Lula (Petrobras 65%, Shell 25%, Petrogal 10%), Sapinhoá (Petrobras 45%, Shell 30%, Repsol Sinopec 25%), Roncador (Petrobras 75%, Equinor 25%) e Tartaruga Verde (Petrobras 50%, Petronas 50%). Também operamos esses campos que estão sob o regime de concessão no Polígono do Pré-sal.



O polígono do Pré-sal

O polígono do pré-sal ocupa uma área de 150 mil km², nos quais temos direitos de exploração e produção em 16% da área total, ou 24 mil km² (área bruta). Nessa região, novas áreas exploratórias podem apenas ser concedidas no regime de partilha de produção.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO	**44**	GESTÃO DE PORTFÓLIO	106
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO	67	AMBIENTE EXTERNO	110
GÁS E ENERGIA	88		

BACIA DE CAMPOS

100 mil km²
1971

43
Jubarte, Roncador, Marlim, Marlim Sul e Marlim Leste

PRODUÇÃO DE ÓLEO EM 2019:
899 Mbpd

Pré-sal: 188 Mbpd
Pós-sal: 711 Mbpd

A Bacia de Campos é uma das principais e mais prolíficas bacias marítimas de petróleo e gás do Brasil. Sua primeira produção de petróleo ocorreu nos anos 70. Ao longo das últimas décadas, fomos capazes de mitigar o declínio natural da Bacia de Campos, perfurando poços e instalando novos sistemas de produção.

A maior parte de nossa produção na Bacia de Campos é proveniente de reservatórios do Pós-sal. Reservatórios do pré-sal na Bacia de Campos, no entanto, são uma fonte crescente de produção. Iniciamos a produção do Pré-sal em 2008 no campo de Jubarte.

BACIA DE SANTOS

350 mil km²
1970

21
Lula, Búzios, Sapinhoá e Mero

PRODUÇÃO DE ÓLEO EM 2019:
1,121 Mbpd

Pré-sal: 1.088 Mbpd
Pós-sal: 33 Mbpd

Acreditamos que a Bacia de Santos é um dos locais de exploração *offshore* mais promissores do mundo, contendo a parte sul e mais prolífica da província do Pré-sal. Nossas atividades no Pré-sal na Bacia de Santos começaram com a aquisição de blocos em 2000.

Atualmente, temos 17 unidades de produção no Pré-sal na Bacia de Santos. Com essas unidades, seguimos aumentando a produção de óleo do Pré-sal na Bacia de Santos desde seu primeiro óleo, em 2009.

ÁREA TOTAL · INÍCIO DAS ATIVIDADES EXPLORATÓRIAS · PLATAFORMAS OPERADAS EM PRODUÇÃO (2019) · PRINCIPAIS CAMPOS

Outras Bacias

Produzimos petróleo e gás e mantemos áreas de exploração em 17 outras bacias no Brasil. Nessas áreas, o potencial mais significativo de sucesso exploratório está na Margem Equatorial e na Margem Leste.

Internacional

Fora do Brasil, temos atividades na América do Sul, América do Norte e África Ocidental. Temos focado em oportunidades para alavancar a experiência em águas profundas que desenvolvemos no Brasil. No entanto, desde 2012, estamos substancialmente reduzindo nossas atividades internacionais através da venda de ativos, de acordo com nosso gerenciamento de portfólio.

América do Sul

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

Na **Argentina,** através de nossa subsidiária Petrobras Operaciones S.A., temos 33,6% de participação no Ativo de produção de Rio Neuquén. Nossa produção de gás não convencional e de condensado está concentrada na Bacia de Neuquén. Em 2019, nossa produção de petróleo e gás na Argentina, incluindo LGN, foi de 7,7 mboed. Na Bolívia, nossa produção de gás e condensado vem, entre outros, principalmente dos campos de San Alberto e San Antonio, com 35% de participação em cada um desses contratos de operação de serviços, que são operados principalmente

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

para fornecer gás para o Brasil e a Bolívia. Em 2019, nossa produção de petróleo e gás na Bolívia, incluindo LGN, foi de 27,5 mboed. O retorno destes contratos é uma proporção da produção.

Na **Colômbia**, operamos e detemos uma participação de 44,44% no bloco de exploração *offshore* de Tayrona, que inclui descoberta de gás no poço de Orca. Também operamos e mantemos 50% de participação no bloco de exploração terrestre Villarica Norte.

América do Norte

Nos **Estados Unidos**, focamos em campos de águas profundas no Golfo do México, onde temos produção não-consolidada de 20% de participação da Petrobras America Inc. ("PAI") na joint venture com a Murphy Exploration & Production Company ("Murphy"), a MPGOM LLC. A principal contribuição para a produção vem dos campos de Chinook, Saint Malo e Dalmatian. Em 2019, nossos 20% de participação representam uma produção de 13,5 mboed, incluindo LGN.

No **México**, participávamos de contratos de serviços sem risco, através de nossa *joint venture* com a PTD Servicios Multiplos SRL para os blocos de Cuervito e Fronterizo, na Bacia de Burgos. Nossas atividades no país foram encerradas em março de 2019.

África Ocidental

Costumávamos explorar oportunidades de petróleo e gás na África Ocidental exclusivamente através de nossa participação de 50% na Petrobras Oil & Gas B.V. ("PO&G"), uma joint venture com o BTG Pactual. Os ativos dessa *joint venture* incluíam os campos de Agbami, Akpo e Egina, além de Preowei e Egina do Sul, projetos de avaliação de descobertas na Nigéria. Em 2019, nossa participação de 50% representa uma produção de 33,6 mboed, incluindo LGN.

Em 31 de outubro de 2018, nossa subsidiária Petrobras International Braspetro BV ("PIBBV") assinou acordo para a venda de sua participação acionária de 50% na PO&G para a Petrovida Holding B.V. ("Petrovida"). A Petrovida é de propriedade da Africa Oil Corp. A transação foi concluída em 14 de janeiro de 2020.

Para mais informações sobre nossos desinvestimentos, consulte "Gestão de Portfólio" neste relatório anual.

Principais Ativos

	2019	2018	2017
Exploração e Produção			
Poços produtores (óleo e gás natural)[1]	6.587	7.256	7.888
Sondas	16	16	30
Plataformas operadas em produção[2]	107	113	114

(1) Inclui informações de fora do Brasil, correspondendo a participações de nossas afiliadas.
(2) Inclui apenas sistemas definitivos de produção, TLDS e SPAs.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Exploração

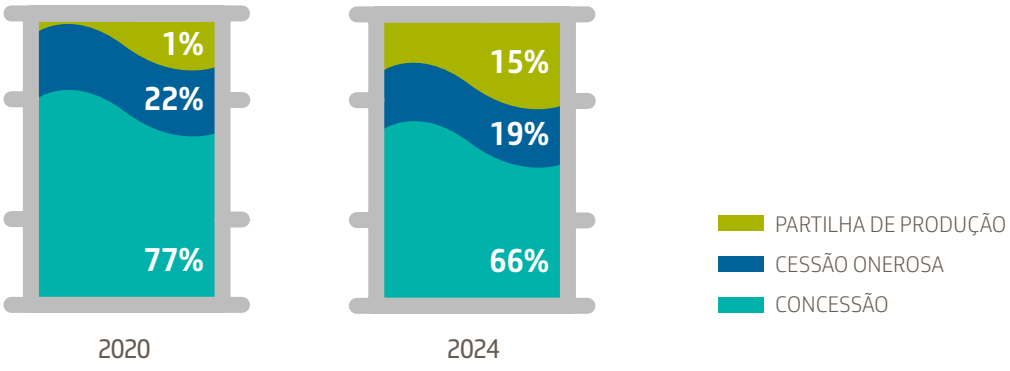
Exploração | Producão

A cadeia de valor do setor de petróleo e gás começa na fase exploratória, com a aquisição de blocos exploratórios por meio de rodadas de licitações conduzidas por governos ou por compras de outras empresas.

No Brasil, o Governo Federal Brasileiro possui as jazidas de petróleo, mas as empresas e consórcios podem extrair e explorar esse óleo mediante pagamento de várias formas, como royalties. As formas de pagamento variam dependendo do modelo regulatório aplicado. As rodadas de licitações são o principal processo de aquisição de direitos sobre os blocos exploratórios.

Atualmente, existem três modelos regulatórios no Brasil: Contratos de Concessão, Cessão Onerosa e Partilha. O modelo de concessão governou totalmente a exploração e produção de petróleo e gás natural até 2010, quando o Governo Federal Brasileiro promulgou leis estabelecendo contratos de Cessão Onerosa e Partilha no Polígono do Pré-sal. Atualmente, nossos principais campos de produção seguem o regime de concessão. No entanto, nossa produção em ativos vinculados aos regimes de Cessão Onerosa e Partilha se tornará mais significativa nos médio e longo prazos.

Produção projetada por modelo regulatório (Plano Estratégico 2020-2024)



Para obter informações sobre os modelos regulatórios aplicáveis às nossas atividades de exploração e produção, consulte "Jurídico e Tributário" neste relatório anual.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Excedente da Cessão Onerosa

O Contrato de Cessão Onerosa em 2010 entre Petrobras e o Governo Federal Brasileiro é regido pela Lei nº 12.276/2010. Este contrato regula a transferência de direitos de exploração e produção de óleo e gás em áreas específicas do pré-sal, e estabelece disposições como:

- Volume que pode ser extraído nessas áreas, até cinco bilhões de barris de óleo equivalente;
- Preço pago pelo contrato;
- Prazo e porcentagem de conteúdo local; e
- Disposições que definem uma revisão posterior nos seguintes itens: valor, volume máximo, prazo e porcentagem de conteúdo local.

Como contrapartida ao direito de exploração e produção, pagamos ao Governo Federal Brasileiro R$ 74,8 bilhões (US$ 42,5 bilhões, em 1º de setembro de 2010).

O contrato de Cessão Onerosa definiu que a revisão de suas cláusulas de valor, volume máximo produzido por área, o prazo de validade e as porcentagens mínimas de conteúdo local poderiam ocorrer após a primeira declaração de comercialidade de uma área. Já declaramos comercialidade nos campos dos seis blocos previstos no contrato: Franco (Búzios), Florim (Itapu), Nordeste de Tupi (Sépia), Entorno de Iara (Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu, Sul de Sururu, Atapu), Sul de Guará (Sul de Sapinhoá) e Sul de Tupi (Sul de Lula).

Adquirimos um volume significativo de informações através da perfuração de mais de 50 poços e testes de longa duração, e também possuimos amplo conhecimento da camada de pré-sal da Bacia de Santos. Isso nos permitiu caracterizar a existência de volumes superiores aos cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo contratados originalmente (“volume excedente”).

Formamos um comitê interno, composto pelos dois diretores eleitos acionistas minoritários e por um membro externo independente com notável conhecimento na área de análise técnica e financeira de projetos de investimento. O comitê foi responsável por negociar a revisão do Contrato com representantes do Governo Federal Brasileiro.

Em novembro de 2019, assinamos uma emenda ao Contrato com o Governo Federal Brasileiro. De acordo com essa alteração, mantemos o volume total contratado de cinco bilhões de barris de óleo equivalente, garantindo o reembolso de US$ 8,3 bilhões e adotando uma revisão nos requisitos de conteúdo local. Em dezembro de 2019, recebemos o valor devido a nós pelo Governo Federal Brasileiro.

Para obter mais informações sobre o Contrato de Cessão Onerosa, consulte “Jurídico e Tributário” neste relatório anual.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Rodadas de Licitação

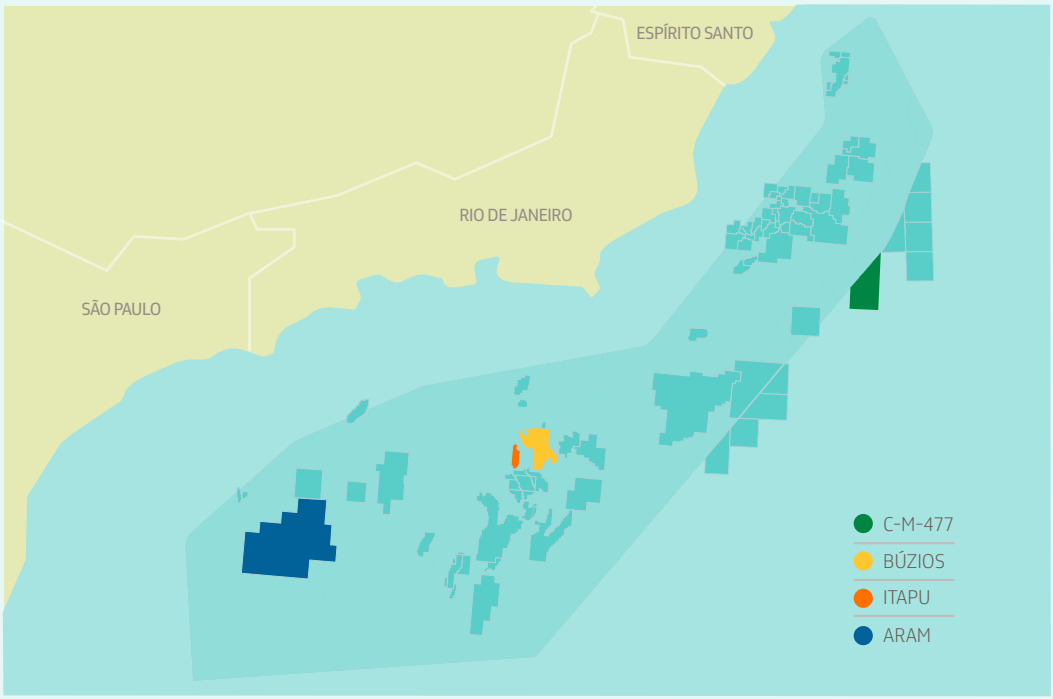
Atuamos seletivamente nas rodadas de licitações realizadas pela ANP, com o objetivo de reorganizar o portfólio exploratório e manter a relação entre nossas reservas e produção, para garantir a sustentabilidade de nossa produção futura de petróleo e gás. Nossa operação conjunta com empresas importantes em consórcios também está alinhada com o objetivo estratégico de fortalecer parcerias, com a intenção de compartilhar riscos, combinar habilidades técnicas e tecnológicas e capturar sinergias para alavancar resultados e refletir a importância dessas áreas no Brasil para empresas de petróleo de classe mundial.

Em setembro e outubro de 2017, adquirimos 10 novos blocos exploratórios (nove *offshore* e um em terra), com uma área total de 11,4 mil km². Nos blocos *offshore* fora do Polígono do Pré-sal, contratados sob regime de Concessão, detemos 50% de participação, em parceria com a ExxonMobil. Sob o regime de Partilha, adquirimos três blocos no pré-sal, em parceria com Shell, Repsol Sinopec, CNODC e BP.

Em 2018, adquirimos 11 novos blocos exploratórios *offshore*, com uma área total de 8,8 mil km². No Polígono do Pré-sal, adquirimos quatro áreas sob o regime de Partilha, em parcerias com Chevron, Shell, Equinor, ExxonMobil, BP e Galp. Na Bacia de Campos, nós adquirimos quatro blocos fora do polígono do Pré-sal, sob o regime de concessão, em parcerias com ExxonMobil, Qatar Petroleum e Equinor. Também adquirimos três blocos na Bacia Potiguar, dois deles em parceria com a Shell.

Em 2019, a ANP realizou três rodadas de licitações para blocos exploratórios no Brasil.

A tabela abaixo resume as áreas adquiridas por nós em cada rodada de licitação.



NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Rodada	Ativo	Consórcio	Bônus R$ milhões	Bônus USD Milhões[2]	Óleo Lucro %	Área adquirida km²
16ª Rodada concessão	C-M-477	Petrobras[1] **70%** BP **30%**	1.432	348	n/a	1.363
Excedente da Cessão Onerosa	BÚZIOS	Petrobras[1] **90%** CNOOC **5%** CNODC **5%**	61.375	14.912	23,24	n/a
	ITAPU	Petrobras **100%**	1.766	429	18,15	n/a
6ª Rodada Partilha de Produção	ARAM	Petrobras[1] **80%** CNODC **20%**	4.040	982	29,96	4.476

(1) Operador
(2) Taxa de câmbio de R$ 4,1158 por USD para 4T19

Campos de Búzios e Itapu

O campo de Búzios iniciou a produção em abril de 2018 e já produziu cerca de 100 milhões boe. O campo de Búzios é o maior campo de águas profundas descoberto no mundo. Tem óleo leve e poços de alta produtividade.

O campo de Búzios é um ativo com reservas significativas e baixo custo de extração. É economicamente resiliente a um cenário de baixos preços do petróleo.

Em 2019, adquirimos os direitos de exploração e produção do excedente de volume do campo de Búzios, no Contrato de Cessão Onerosa, em parceria com a CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda. (5%) e CNOOC Petroleum Brasil Ltda. (5%). Essa aquisição é consistente com a estratégia de focar nossos investimentos em ativos de classe mundial. Novas unidades serão instaladas no campo para produzir o excedente do Contrato de Cessão Onerosa. O número e a capacidade das novas unidades serão estabelecidos com a formalização do acordo de coparticipação entre os participantes do consórcio. O contrato de coparticipação deve ser assinado até setembro de 2021, mas temos o acordo com a CNODC e a CNOOC para concluí-lo até dezembro de 2020. Os parceiros chineses no consórcio têm o direito de adquirir mais 5% de participação ou, se o contrato não for assinado pela Pré-Sal Petróleo S.A. ("PPSA") até setembro de 2021, eles têm o direito de deixar o consórcio.

Além disso, adquirimos 100% dos direitos de exploração e produção do volume excedente do campo de Itapu. Em julho de 2019, iniciamos o processo de contratação da unidade de produção, que será responsável pela produção sob o Contrato de Cessão Onerosa e pela produção dos volumes excedentes. A aquisição total da área é extremamente atraente economicamente, devido ao baixo nível de investimento adicional e às condições do leilão.

Os resultados da rodada de licitação nos ajudam a garantir a manutenção da operação nesses campos, o que aprimora nossa liderança global em águas ultraprofundas. Isso é consistente com nossa estratégia de focar na exploração e produção de ativos *offshore* de classe mundial.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Em 31 de dezembro de 2019, tínhamos 117 blocos exploratórios (39 com 100% de participação) que possuíam 22 descobertas em avaliação. Também tivemos cinco descobertas sendo avaliadas nas áreas de produção. Servimos como operador em 52 desses blocos de exploração em parceria.

A tabela abaixo detalha nossa participação nas atividades de exploração em 2019:

Nossa participação nas atividades de exploração em 2019

	Área exploratória líquida (km²)			Blocos exploratórios (número)			Planos de avaliação (número)			Poços perfurados (número)		
	2019	2018	2017	**2019**	2018	2017	**2019**	2018	2017	**2019**	2018	2017
Brasil	**40.625**	51.600	41.820	**113**	133	123	**24**	26	28	**8**	8	8
Outros e América Latina	**6.081**	6.081	5.425	**4**	4	2	**1**	1	1	**1**	0	1
América do Norte	**0**	0	198	**0**	0	10	**0**	0	0	**0**	0	0
África	**0**	0	0	**0**	0	0	**2**	2	2	**0**	0	0
TOTAL	**46.706**	**57.681**	**47.443**	**117**	**137**	**135**	**27**	**29**	**31**	**9**	**8**	**9**

Esses investimentos cobrem principalmente os custos de perfuração, sísmica e aquisição de blocos, que contribuíram para os empreendimentos mencionados a seguir.

Em 2019, dois poços exploratórios foram perfurados na área do plano de avaliação de Moita Bonita, na Bacia de Sergipe. Esses poços confirmaram extensões de reservatórios contendo petróleo e gás. Um teste de formação no acúmulo de gás mostrou resultados promissores em relação à continuidade e produtividade do reservatório.

Um poço exploratório foi perfurado em 2019 em Marlim Leste, Bacia de Campos. Este poço confirmou a extensão do reservatório de óleo do pré-sal aptiano descoberto. Futuros testes de longa duração ("TLDs") no local da descoberta visam fornecer melhores medidas para garantir a viabilidade econômica e a incorporação de recursos futuros ao projeto.

Para obter maior retorno sobre o capital investido, sempre priorizando a segurança, a velocidade com que nossos novos projetos são implementados é fundamental. Portanto, temos um programa estratégico (PROD1000), com o objetivo de reduzir o tempo de implementação de nossos projetos, cuja ambição é de atingir 1.000 dias entre a descoberta do campo e o início da produção. Atualmente, os projetos do pré-sal levam, em média, 3.000 dias neste processo. Nossos esforços nesse programa são relacionados à integração de equipes de desenvolvimento de exploração e produção, otimização dos processos do reservatório, padronização do design do FPSO, envolvimento precoce do fornecedor, redução do tempo de construção e otimização de processos, através do uso de tecnologias digitais e Metodologia "Agile". Além disso, também estamos implementando um programa estratégico (EXP100) que possui ambição de aumentar a chance de descobrir petróleo para 100% em poços exploratórios, reduzindo os riscos e custos do projeto e acelerando o desenvolvimento da produção. Este programa tem como objetivo avaliar melhor a previsão de propriedades geológicas, por meio do uso de uma plataforma integrada de dados de upstream com capacidade de computação de alto desempenho, que permite aplicação de algoritmos mais complexos no processamento de grandes volumes de dados.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Produção

Exploração > Produção

Desenvolvimento da Produção

Depois da declaração de comercialidade de um campo, começa o processo de desenvolvimento da produção. Os investimentos realizados nesta fase estão focados principalmente na concepção e contratação de sistemas de produção, que incluem plataformas, sistemas submarinos, perfuração e completação de poços.

Nos últimos três anos, colocamos em operação importantes unidades de produção, principalmente na área do Pré-sal da Bacia de Santos, o que ajudou a mitigar o declínio natural dessa bacia. Em 2019, iniciamos quatro novos sistemas de produção: (i) P-76 e P-77, localizadas no campo de Búzios; (ii) a P-67, localizada no campo Lula; e (iii) a P-68, localizada nos campos de Berbigão e Sururu. Esses novos sistemas conectaram 19 novos poços (13 de produção e seis de injeção) em nossos sistemas de produção. Outras unidades de grande porte deverão entram em operação nos próximos cinco anos.

Nos últimos nove anos, realizamos otimizações de custos substanciais em projetos de desenvolvimento da produção. O tempo de perfurar e completar poços na área do pré-sal da Bacia de Santos diminuiu 63% em 2019, em comparação a 2010. Em 2019, gastamos em média 116 dias na perfuração e completação de um poço do pré-sal na Bacia de Santos. Isso contribuiu na significativa redução de gastos de capital por poço. Devido à alta produtividade dos poços, conseguimos completar o *ramp-up* das plataformas com menos poços.

No campo de Búzios, atingimos um recorde de produção, com 63 Mbpd de um único poço conectado à plataforma P-75. A maior produtividade do campo de Búzios fez com que a P-75 e a P-76 completassem o seu *ramp-up* com apenas três poços cada. Essa produtividade, juntamente com a redução no tempo de comissionamento do FPSO, nos permitiu bater nosso recorde de tempo de *ramp-up* duas vezes em 2019.
Em julho, a P-75 atingiu sua capacidade de produção em 8,6 meses; em outubro, a P-76 atingiu sua capacidade total em apenas 7,7 meses.

Instalamos oito novos sistemas desde 2018, incluindo os sistemas que foram implementados em 2019. No total, instalamos 10 novos sistemas nos últimos três anos, e esperamos instalar outros sistemas nos próximos cinco anos.

Atualmente, possuímos 89 e afretamos 18 plataformas *offshore*. Além dessas, existem três plataformas em campos operados pelos nossos parceiros. Em 2019, essas 110 plataformas tiveram uma produção diária de 2,09 milhões de barris de petróleo e 380,4 milhões de pés cúbicos de gás natural (descontando o volume liquefeito).

O pré-sal e os campos sob regime da cessão onerosa serão particularmente importantes para garantir nosso crescimento da produção.

Em 2020, a plataforma P-70 será instalada no campo de Atapu. A plataforma tem capacidade para processar 150 Mbpd e 6 milhões de m^3 de gás natural por dia, e chegou ao Rio de Janeiro, Brasil, em janeiro de 2020. Um reboque seco foi usado para transportar a unidade da China para o Rio de Janeiro. Foi carregado num navio semissubmersível usado para transportar carga, em vez de ser conduzido por rebocadores oceânicos. Devido a esse método, conseguimos reduzir a média de tempo de transporte de 100 dias para cerca de 45 dias. O tempo é uma variável extremamente importante para o retorno de um projeto, o que destaca a contribuição da redução de tempo de transporte obtido com o uso de reboque seco.

Quanto às áreas de contratos de Partilha, esperamos instalar o primeiro sistema definitivo no campo de Mero em 2021.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Sistemas instalados desde 2010

Início (ano)	Bacia	Campos/Área	Unidade de Produção	Capacidade nominal de óleo bruto (barris/dia)	Capacidade nominal de gás (milhões de pés cúbicos/dia)	Profundidade (metros)	Regime Fiscal	Principal fonte de produção	Tipo
2019	Santos	Berbigão	Petrobras 68	150.000	211,9	2.280	Concessão	**Pré-Sal**	FPSO
	Santos	Búzios 4	Petrobras 77	150.000	247	2.000	Cessão Onerosa	**Pré-Sal**	FPSO
	Santos	Búzios 3	Petrobras 76	150.000	247	2.030	Cessão Onerosa	**Pré-Sal**	FPSO
	Santos	Lula Norte	Petrobras 67	150.000	211,9	2.130	Concessão	**Pré-Sal**	FPSO
2018	Campos	Tartaruga Verde	Cid. de Campos dos Goytacazes	150.000	117	765	Concessão	**Pós-Sal**	FPSO
	Santos	Lula Extremo Sul	Petrobras 69	150.000	211,9	2.200	Concessão	**Pré-Sal**	FPSO
	Santos	Búzios 1	Petrobras 74	150.000	247	2.005	Cessão Onerosa	**Pré-Sal**	FPSO
	Santos	Búzios 2	Petrobras 75	150.000	247	2.010	Cessão Onerosa	**Pré-Sal**	FPSO
2017	Santos	Lula Sul	Petrobras 66	150.000	211,9	2.100	Concessão	**Pré-Sal**	FPSO
	Santos	Mero	Pioneiro de Libra	50.000	141,3	2.040	Partilha de Produção	**Pré-Sal**	FPSO
2016	Santos	Lula Central	Cidade de Saquarema	150.000	211,9	2.100	Concessão	**Pré-Sal**	FPSO
	Santos	Lula Alto	Cidade de Maricá	150.000	211,9	2.100	Concessão	**Pré-Sal**	FPSO
2015	Santos	Lula	Cidade de Itaguaí	150.000	282,5	2.200	Concessão	**Pré-Sal**	FPSO
2014	Santos	Sapinhoá	Cidade de Ilhabela	150.000	211,9	2.140	Concessão	**Pré-Sal**	FPSO
	Santos	Lula	Cidade de Mangaratiba	150.000	282,5	2.220	Concessão	**Pré-Sal**	FPSO
	Campos	Roncador	Petrobras 62	180.000	211,9	1.600	Concessão	**Pós-Sal**	FPSO
	Campos	Jubarte	Petrobras 58	180.000	211,9	1.400	Concessão	**Pré-Sal**	FPSO
2013	Campos	Roncador	Petrobras 55	180.000	141,3	1.795	Concessão	**Pré-Sal**	SS
	Campos	Papa-Terra	Petrobras 63	145.000	35,3	1.200	Concessão	**Pós-Sal**	FPSO
	Santos	Lula	Cidade de Paraty	120.000	176,6	2.140	Concessão	**Pré-Sal**	FPSO
	Santos	Baúna	Cidade de Itajai	80.000	70,6	275	Concessão	**Pós-Sal**	FPSO
	Santos	Sapinhoá	Cidade de São Paulo	150.000	176,6	2.140	Concessão	**Pré-Sal**	FPSO

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

2012	Campos	Jubarte	Cidade de Anchieta	100.000	123,6	1.220	Concessão	**Pré-Sal**	FPSO
2011	Campos	Marlim Sul	Petrobras 56	140.000	211,9	1.700	Concessão	**Pós-Sal**	SS
	Santos	Mexilhão	Mexilhão	20.000	529,7	170	Concessão	**Pós-Sal**	Fixa
2010	Campos	Jubarte	Petrobras 57	180.000	70,6	1.260	Concessão	**Pós-Sal**	FPSO
	Santos	Lula	Cidade de Angra dos Reis	100.000	176,6	2.150	Concessão	**Pré-Sal**	FPSO
	Santos	Uruguá / Tambaú	Cidade de Santos	25.000	353,1	1.300	Concessão	**Pós-Sal**	FPSO
	Campos	Jubarte	Capixaba	110.000	113,0	1.300	Concessão	**Pós-Sal**	FPSO

Principais sistemas a serem instalados até 2024

Início (ano)	Bacia	Campos/ Área	Unidade de Produção	Capacidade nominal de óleo bruto (barris/dia)	Capacidade nominal de gás (milhões de pés cúbicos/dia)	Profundidade (metros)	Regime Fiscal	Principal fonte de produção	Tipo
Expectativa 2020	Santos	Atapu 1	Petrobras 70	150.000	211,9	2.300	Cessão Onerosa	**Pré-Sal**	FPSO
Expectativa 2021	Santos	Sépia	Carioca	180.000	211,9	2.150	Cessão Onerosa	**Pré-Sal**	FPSO
	Santos	Mero 1	Guanabara	180.000	423,8	2.100	Partilha de Produção	**Pré-Sal**	FPSO
Expectativa 2022	Campos	Marlim 1	Anita Garibaldi	80.000	51,2	670	Concessão	**Pós-Sal**	FPSO
	Santos	Búzios 5	Alm. Barroso	150.000	211,9	2.100	Cessão Onerosa	**Pré-Sal**	FPSO
	Santos	Lula (Lula FR)	N/D	150.000	211,9	2.000	Concessão	**Pré-Sal**	FPSO
Expectativa 2023	Campos	Parque das Baleias	N/D	100.000	176,6	1.400	Concessão	**Pré-Sal**	FPSO
	Santos	Mero 2	Sepetiba	180.000	423,8	2.000	Partilha de Produção	**Pré-Sal**	FPSO
	Campos	Marlim 2	Anna Nery	70.000	33,2	927	Concessão	**Pós-Sal**	FPSO
Expectativa 2024	Santos	Búzios 6[1]	N/D	150.000	254,3	2.025	Cessão Onerosa/ Partilha de Produção	**Pré-Sal**	FPSO
	Santos	Mero 3	N/D	180.000	423,8	2.070	Partilha de Produção	**Pré-Sal**	FPSO
	Sergipe Alagoas	SEAP	N/D	120.000	353,1	2.250	Concessão	**Águas Profundas**	FPSO
	Santos	Itapu	N/D	120.000	106	2.010	Cessão Onerosa/ Partilha de Produção	**Pré-Sal**	FPSO

(1) Em relação ao sistema de produção a ser instalado na área do Módulo 7 do campo de Búzios.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Recursos críticos em Exploração e Produção

Procuramos adquirir, desenvolver e reter todos os recursos críticos necessários para atingir nossas metas de produção. Sondas e embarcações especiais são recursos importantes para nossas operações de exploração e produção e estão centralmente coordenadas para garantir especificações técnicas e prazo de entrega adequado.

Desde 2008, partimos de três sondas capazes de perfurar em águas com profundidade superior a 2.000 metros (6.560 pés) a 15 sondas com essa capacidade em 31 de dezembro de 2019. Temos sondas suficientes para atingir nossas metas de produção e continuaremos avaliando nossa demanda por equipamentos, de modo a ajustar nossa frota conforme necessário.

Unidades de perfuração em uso na exploração e produção em 31 de dezembro,	2019		2018		2017	
	Afretada	Própria	Afretada	Própria	Afretada	Própria
Brasil	18	0	17	4	29	7
Onshore	2	0	1	3	1	4
Offshore, por lâmina d'água (metros)	16	0	16	1	28	3
Sondas auto-elevatórias	0	0	0	0	0	2
Sondas flutuantes:	16	0	16	1	28	1
500 a 999 metros	0	0	1	0	1	0
1000 a 1999 metros	1	0	2	0	3	1
2000 a 3200 metros	15	0	13	1	24	0
Fora do Brasil	1	0	1	0	4	0
Onshore	1	0	1	0	3	0
Offshore	0	0	0	0	1	0
Mundial	19	0	18	4	33	7

Para atingir nossos objetivos de produção, também garantimos um número de embarcações especializadas (PLSVs) para conectar poços aos sistemas de produção. Em 31 de dezembro de 2019, tínhamos 13 PLSVs e nossas embarcações especializadas eram suficientes para atender às nossas necessidades.

Produção

Após vários anos de estagnação, o desempenho de nossa operação melhorou significativamente, atingindo recordes de produção de óleo e gás diários, trimestrais e anuais. Em 2019, nossa produção total de petróleo e gás, incluindo LGN, alcançou 2,77 mmboed, dos quais 2,69 mmboed foram produzidos no Brasil e 82,3 mboed foram produzidos no exterior, um aumento de 5,4% em relação a 2018. Esse crescimento da produção foi devido ao *ramp-up* dos oito novos sistemas em Búzios (P-74, P-75, P-76 e P-77), Lula (P-67 e P-69), Berbigão / Sururu (P-68) e Tartaruga Verde (FPSO Campos dos Goytacazes).

Nosso desempenho operacional em 2019 refletiu melhores resultados em sua segunda metade, alavancado pelo *ramp-up* de novos sistemas de produção, compensando os desafios enfrentados durante a primeira metade do ano. A produção de petróleo no Brasil foi de 2,17 milhões de barris/dia, 6,7% acima da produção alcançada em 2018, superando a meta revisada em julho (2,1 milhões de barris/dia). A produção de petróleo representou 81% da média de 2,69 mmboed de petróleo e gás produzidos no Brasil.

Nossa produção no pré-sal atingiu 1,28 mmbpd em 2019, representando um aumento de 28,4% em relação à nossa produção em 2018. Em 2019, a produção de petróleo na camada pré-sal representou mais da metade da nossa produção total de petróleo no Brasil: 59% em comparação com 49% em 2018.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Produção de óleo e gás (mboed)

	2019	2018	2017	2019 vs 2018
Óleo cru e gás natural - Brasil	**2.688**	**2.527**	**2.654**	6,4%
Óleo cru (mbbl/d)[1]	**2.172**	**2.035**	**2.154**	6,7%
Terra	124	135	150	-8,1%
Águas Rasas	66	90	118	-26,7%
Águas profundas e ultraprofundas pós-sal	704	816	977	-13,7%
Pré-sal	1.277	994	908	28,5%
Gás natural (mboed)	**516**	**492**	**500**	4,9%
Óleo cru e gás natural - exterior	**82**	**101**	**112**	-18,8%
Total	**2.770**	**2.628**	**2.767**	5,4%

(1) Incluindo LGN.

A produção de óleo no pré-sal aumentou 28,5%, refletindo maior produção nos campos de Búzios e Lula. A área do pré-sal é composta por grandes acumulações de óleo leve, de excelente qualidade e com alto valor comercial.

A produção de óleo no pós-sal, em águas profundas e ultraprofundas, diminuiu 13,7%. Isso se deve ao (i) encerramento do ciclo de produção das plataformas P-33 e P-37 (que serão substituídas por novas unidades para o projeto de revitalização do campo de Marlim) e (ii) adiamento de novos poços em plataformas que precisam de ajustes no processo de descarte de água nas plantas de processamento.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Principais campos em produção

Bacia	Campo	Principal fonte	Unidades de produção				Consórcio	Grau API	Teor de enxofre (% peso)	Produção de óleo 2019 (Mbpd)
			Própria	Capacidade (Mbpd)	Afretada	Capacidade (Mbpd)				
Santos	Lula	Pré-sal	3	3 unidades com 150	6	1 unidade com 100 1 unidade com 120 4 unidades com 150	Petrobras (65%), Shell (25%), Petrogal (10%)	28 – 32	0,29 – 0,38	615
Santos	Búzios	Pré-sal	4	4 unidades com 150	-	-	Petrobras (100%)(1)	28.4	0,31	252
Santos	Sapinhoá	Pré-sal	-	-	2	2 unidades com 150	Petrobras (45%), Shell (30%), Repsol Sinopec (25%)	29.8	0,4	106
Campos	Jubarte	Pré-sal	2	2 unidades com 180	2	1 unidade com 100 1 unidade com 110	Petrobras (100%)	17 – 30	0,29 – 0,56	205
Campos	Roncador	Pós-sal	4	3 unidades com 180 1 unidade com 190	-	-	Petrobras (75%), Equinor (25%)	17 – 28	0,53 – 0,74	121
Campos	Marlim Sul	Pós-sal	3	1 unidade com 140 1 unidade com 180 1 unidade com 200	-	-	Petrobras (100%)	17 – 23	0,59 – 0,73	135
Campos	Tartaruga Verde	Pós-sal	-	-	1	1 unidade com 150	Petrobras (100%)(1)	26.9	0,61	94
Campos	Marlim	Pós-sal	7	1 unidade com 50 1 unidade com 75 4 unidades com 100 1 unidade com 180	-	-	Petrobras (100%)	19 – 23	0,68 – 0,77	75
Campos	Marlim Leste	Pós-sal	1	1 unidade com 180	1	1 unidade com 100	Petrobras (100%)	23 – 29	0,50 – 0,51	55
Outros campos de pré e pós-sal										324
Terra										124
Águas rasas										66
TOTAL										**2.172**

(1) Incluindo operações em 2019.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO	**44**	GESTÃO DE PORTFÓLIO	106
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO	67	AMBIENTE EXTERNO	110
GÁS E ENERGIA	88		

A produção de petróleo em águas rasas diminuiu 24 Mbpd devido ao desinvestimento do Polo Pargo, à parada para manutenção da plataforma PNA-2 e ao final da produção da PNA-1. A produção de petróleo em terra diminuiu 11 Mbpd devido ao declínio natural no reservatório.

Produzimos 91,8 milhões de m^3/d de gás em 2019. Desse volume, usamos 49 milhões de m^3/d em nossos processos de produção (reinjetados, queimados, consumidos) e destinamos 42,8 milhões de m^3/d às nossas plantas de processamento.

Em 2019, nosso custo médio de extração, excluindo taxas do governo, foi de US$ 9,5 por boe, 11% abaixo da média de US$ 10,7 por boe em 2018.

PRODUÇÃO
2019

PRODUÇÃO OPERADA MÉDIA DE ÓLEO E GÁS NO PRÉ-SAL

1,54
milhão de boed

PRODUÇÃO MÉDIA DE ÓLEO NO PRÉ-SAL

1,28
milhão bpd

ÍNDICE DE UTILIZAÇÃO DE GÁS

96
%

RECORDE MENSAL NA PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS NATURAL

3,1
milhões de boed
(Novembro 2019)

Também realizamos operações limitadas de mineração de xisto de petróleo em São Mateus do Sul, na Bacia do Paraná, no Brasil, onde convertermos o querogênio (matéria orgânica sólida) desses depósitos em óleo e gás sintéticos. Essa operação é conduzida em uma instalação integrada e seus produtos finais são gás combustível, gás liquefeito de petróleo ("GLP"), nafta de xisto e óleo combustível de xisto. Nossas unidades de negócios no Brasil não utilizam os métodos de fraturamento ou de fraturamento hidráulico para produção de petróleo, uma vez que não são apropriados no contexto de nossas operações. Nós também não injetamos água ou produtos químicos no solo em nossas operações de mineração óleo de xisto a céu aberto. Nosso processo consiste em triturar, peneirar e subsequentemente aquecer todo o xisto a altas temperaturas (pirólise) e implementamos no local um processo de segregação adequado para os subprodutos derivados desse processo.

Para obter mais informações sobre nossa produção de petróleo bruto, gás natural, óleo sintético e gás sintético por região geográfica em 2019, 2018 e 2017, consulte o Anexo 15.3 deste relatório anual.

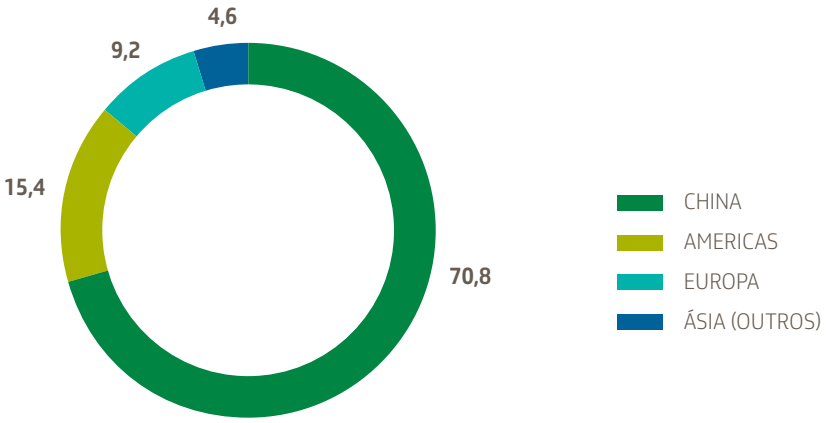
NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Clientes e Concorrentes

O petróleo bruto é vendido principalmente por meio de contratos de longo prazo e também no mercado à vista.
Nosso portfólio no exterior inclui aproximadamente 60 clientes, como refinarias que processaram ou processam regularmente óleos brasileiros, distribuídos pelas Américas, Europa, China e Ásia.

Clientes de petróleo (% vol)



Na indústria de exploração e produção, lidamos com vários concorrentes quando participamos de rodadas de licitação conduzidas pela ANP.

Reservas

Preparação das estimativas de reservas

Aplicamos as regras da SEC [Regra 4-10 (a) do Regulamento S-X] para estimar e divulgar as reservas de petróleo e gás incluídas neste relatório anual. De acordo com essas regras, estimamos reservas, considerando preços médios calculados como a média aritmética não ponderada do preço do primeiro dia do mês para cada mês dentro do período de 12 meses anterior ao final de período de referência, exceto as reservas dos campos amazônicos para as quais os volumes são estimados usando os preços do gás conforme estabelecido em nossos acordos contratuais para a venda de gás. Volumes de reservas não tradicionais, como petróleo e gás sintéticos, também estão incluídos neste relatório anual de acordo com as regras da SEC.

Estimamos reservas com base em previsões de produção dos campos, que dependem de uma série de informações, como pesquisas sísmicas, perfis e testes de poços, amostras de rochas e fluidos e dados econômicos, de geociências e de engenharia. Todas as estimativas de reservas envolvem algum grau de incerteza. A incerteza depende, principalmente, da quantidade de dados geológicos e de engenharia confiáveis disponíveis no momento da estimativa e da interpretação desses dados. Nossas estimativas são assim feitas usando os dados e a tecnologia mais confiáveis

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

no momento da estimativa, de acordo com as melhores práticas na indústria de petróleo e gás e regras e regulamentos da SEC.

Assim, o processo de estimativa de reservas começa com uma avaliação inicial de nossos ativos por geofísicos, geólogos e engenheiros. Coordenadores de reservas em cada unidade de negócios no Brasil e a equipe de reservas corporativa fornecem orientação para estimativas de reservas em conformidade com a SEC para as equipes dos ativos. Gerentes gerais em nossas unidades de negócios no Brasil e Presidentes da empresas fora do Brasil onde temos interesses são responsáveis por estimativas de reservas regionais em conformidade com os requisitos da SEC. A equipe de reservas corporativa é responsável por consolidar nossas estimativas de reservas, medidas padronizadas de fluxos de caixa líquidos descontados relacionados a reservas provadas de petróleo e gás e outras informações relacionadas a reservas provadas de petróleo e gás. Nossas estimativas de reservas são aprovadas por nossa Diretoria, que então informa nosso Conselho de Administração sobre a aprovação. A pessoa técnica principal responsável por supervisionar a preparação de nossas reservas é o gerente da equipe de reservas corporativa, que é formado em engenharia e possui 17 anos de experiência na indústria de petróleo e gás.

DeGolyer e MacNaughton ("D&M") conduziram uma avaliação de 97% de nossas reservas líquidas provada de petróleo bruto, condensado e gás natural em 31 de dezembro de 2019 no Brasil. A quantidade de reserva revisada pela D&M corresponde a 96% de nosso total de reservas provadas em toda a empresa em barril equivalente líquido. Para a qualificação dos técnicos principais responsáveis da D&M pela supervisão de nossa avaliação de reservas, consulte o Anexo 99.1 deste relatório anual.

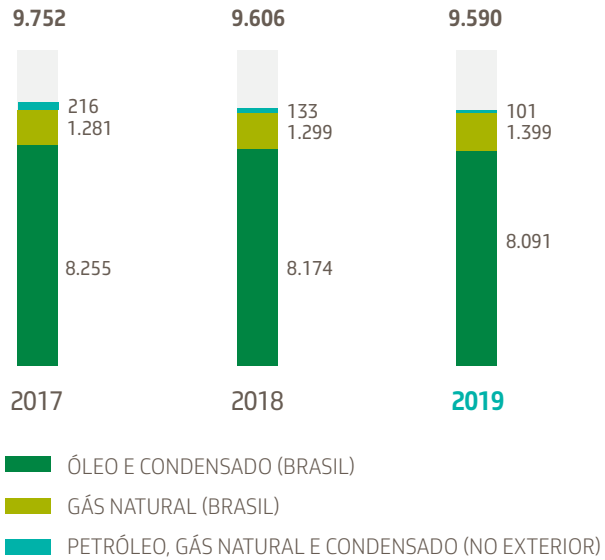
Para uma descrição dos riscos relacionados às nossas reservas e estimativas de reserva, consulte "Riscos" neste relatório anual

Descobrimos novas áreas através de atividades exploratórias. Tais áreas constituem nossos campos após a declaração de comercialidade. Em seguida, preparamos um plano de desenvolvimento para cada campo. À medida que os projetos atingem a maturidade adequada, reservas provadas podem ser relatadas.

As reservas provadas de nossos campos podem ser aumentadas posteriormente com perfurações adicionais, otimizações operacionais e métodos de recuperação melhorada, como injeção de água, entre outras atividades.

Nossas reservas líquidas provadas de petróleo, condensado e gás natural em 31 de dezembro de 2019 foram estimadas em 9.590 milhões de boe.

Reservas provadas (milhões boe)*



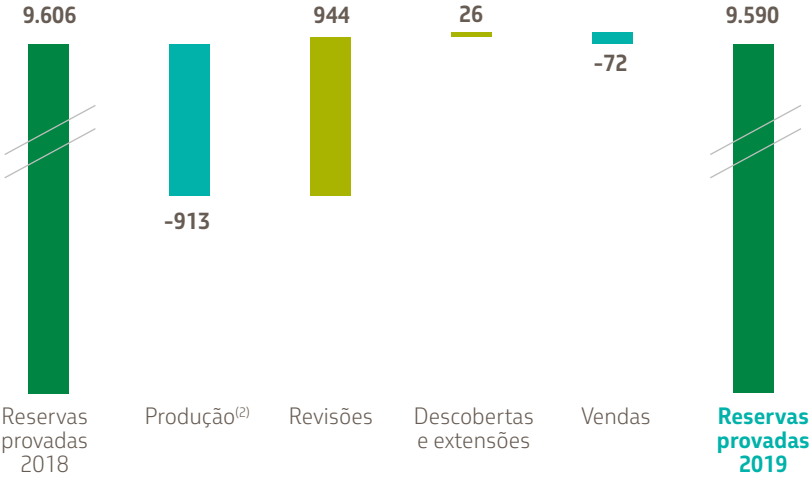
* As diferenças aparentes na soma dos números são devidas ao arredondamento.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO	**44**	GESTÃO DE PORTFÓLIO	106
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO	67	AMBIENTE EXTERNO	110
GÁS E ENERGIA	88		

Os volumes das reservas de petróleo e gás variam anualmente. Quantidades incluídas nas reservas do ano anterior que são produzidas durante o ano não são mais reservas no final do ano. Outros fatores, como desempenho do reservatório, revisões nos preços do petróleo, descobertas, extensões, compras e vendas de ativos que ocorreram durante o ano também influenciam as reservas de fim de ano.

Reservas provadas (milhões boe)[1]



(1) As diferenças aparentes na soma dos números devem-se ao arredondamento.
(2) O volume de produção de 913 milhões de boe é o volume líquido retirado de nossas reservas provadas. Portanto, exclui LGN, pois estimamos nossas reservas de petróleoe gás em um ponto de referência localizado antes das plantas de processamento de gás, exceto para os Estados Unidos da América e Argentina. A produção não considera volumes de gás injetado, produção de TLD's em blocos exploratórios e produção na Bolívia, uma vez que as reservas bolivianas não estão incluídas em nossas reservas devido a restrições determinadas pela Constituição boliviana.

Em 2019, incorporamos 944 milhões de boe de reservas provadas revisando estimativas anteriores, incluindo:

- adição de 529 milhões de boe resultante de revisões técnicas, principalmente devido ao bom desempenho e maior histórico de produção em reservatórios no pré-sal da Bacia de Santos;
- adição de 267 milhões de boe relacionados a revisões contratuais, incluindo remanejamento de volumes devido à revisão de Contrato de Cessão Onerosa e renovação de contratos de concessão no Brasil;
- adição de 243 milhões de boe devido à aprovação de novos projetos nas bacias de Santos, Campos e Espírito Santo; e
- redução de 95 milhões de boe referente a revisões econômicas, principalmente devido à queda nos preços do petróleo.

Além disso, adicionamos 26 milhões de boe às nossas reservas provadas devido a extensões e descobertas, principalmente no pré-sal da Bacia de Santos e reduzimos 72 milhões de boe devido às vendas de reservas provadas.

INDICADORES DE RESERVAS 2019

ÍNDICE DE REPOSIÇÃO DE RESERVAS (IRR)

98
%

ÍNDICE DE REPOSIÇÃO DE RESERVAS ORGÂNICO (IRR ORGÂNICO)

106
%

ÍNDICE DE RESERVA/ PRODUÇÃO (R/P)

10,5
anos

ÍNDICE DE DESENVOLVIMENTO

63
%

NOSSOS NEGÓCIOS

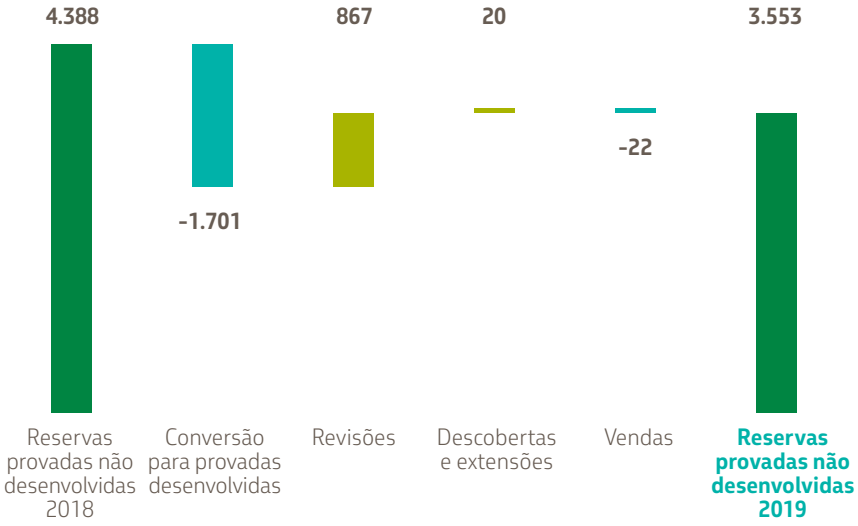
EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Reservas provadas não desenvolvidas

Em 31 de dezembro de 2019, nossas reservas provadas não desenvolvidas eram estimadas em 3.553 milhões de boe, uma redução líquida de 19% quando em comparação com o final do ano de 2018. Essa diminuição é resultado das seguintes alterações:

- convertemos um total de 1.701 milhões de boe de reservas provadas não desenvolvidas em reservas provadas desenvolvidas, principalmente como resultados do início de operação de plataformas de campos no pré-sal da Bacia de Santos e operações de perfuração e interligação de poços em ambientes marítimo e terrestre;
- incorporamos 867 milhões de boe em nossas reservas provadas não desenvolvidas como resultado de revisões de estimativas anteriores, incluindo: revisões técnicas (580 milhões de boe), principalmente devido ao bom desempenho e ao maior histórico de de produção no pré-sal da Bacia de Santos; aprovações de novos projetos (241 milhões de boe) nas Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo; revisões contratuais (59 milhões de boe); e uma redução de 12 milhões de boe devido à revisões econômicas;
- adicionamos 20 milhões de boe às reservas provadas não desenvolvidas devido a extensões e descobertas, principalmente no pré-sal da Bacia de Santos; e
- reduzimos 22 milhões de boe de nossas reservas provadas não desenvolvidas, como resultado das vendas de reservas provadas.

Variação nas reservas provadas não desenvolvidas (milhões boe)[1]



(1) As diferenças aparentes na soma dos números devem-se ao arredondamento.

Em 31 de dezembro de 2019, 42% (1.489 milhões de boe) de nossas reservas provadas não desenvolvidas permaneceram não desenvolvidas por cinco anos ou mais, principalmente devido à complexidade inerente a projetos de desenvolvimento de águas ultraprofundas em campos gigantes, particularmente nas bacias de Santos e Campos, nas quais estamos investindo na infraestrutura necessária.

Em 2019, investimos um total de US$ 7,0 bilhões em projetos de desenvolvimento, dos quais 98% (US$ 6,8 bilhões) foram investidos no Brasil.

A maioria de nossos investimentos está relacionada a projetos de desenvolvimento de longo prazo, que são desenvolvidos em fases devido aos grandes volumes e extensões envolvidos, à infraestrutura de águas profundas e ultraprofundas e à complexidade dos recursos de produção. Nesses casos, o desenvolvimento total das reservas relacionadas a esses investimentos pode exceder cinco anos.

Para obter mais informações sobre nossas reservas, consulte a seção não auditada "Informações complementares sobre petróleo e gás. Exploração e Produção " em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Informações adicionais sobre petróleo e gás

As tabelas a seguir mostram (i) o número de poços de petróleo e gás natural brutos e líquidos produtivos e (ii) a área total de petróleo e gás natural, bruta e líquida, desenvolvida e não desenvolvida, nas quais tínhamos participação em 31 de dezembro de 2019. Os número "brutos" para poços ou áreas são a quantidade de poços ou áreas em que possuímos participação; enquanto os números "líquidos" são a soma de frações de participação em poços ou áreas brutas. Não possuímos áreas relevantes com contratos a expirar antes de 2025.

Poços produtivos brutos e líquidos

	Óleo		Gás Natural		Óleo sintético		Gás sintético	
Em 31 de dezembro de 2019	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido
Subsidiárias consolidadas								
Brasil	**5.870**	**5.841**	**346**	**339**	**-**	**-**	**-**	**-**
Internacional								
América do Sul (fora do Brasil)	55	24	197	96	-	-	-	-
Total internacional	**55**	**24**	**197**	**96**	**-**	**-**	**-**	**-**
Total consolidado	**5.925**	**5.864**	**543**	**435**	**-**	**-**	**-**	**-**
Investidas pelo método da equivalência patrimonial:								
América do Sul (fora do Brasil)	-	-	-	-	-	-	-	-
América do Norte	42	5,0	1	0,1	-	-	-	-
África	67	4	-	-	-	-	-	-
Total poço produtivo bruto e líquido	**6.034**	**5.874**	**544**	**435**	**-**	**-**	**-**	**-**

Área bruta e líquida desenvolvida e não desenvolvida

Em 31 de dezembro de 2019	Área desenvolvida		Área não desenvolvida	
Áreas (em acres)	Bruto	Líquido	Bruto	Líquido
Consolidada				
Brasil	4.664.280,7	4.168.906,0	559.717,3	461.612,3
América do Sul (fora do Brasil)	2.304,0	774,1	2.310,0	776,2
Total consolidado	**4.666.584,7**	**4.169.680,1**	**562.027,3**	**462.388,5**
Investidas pelo método da equivalência patrimonial:				
África	35.978,3	2.575,3	-	-
América do Norte	23.024,0	2.354,6	153.336,0	15.067,7
Total método de equivalência patrimonial	**59.002,3**	**4.929,9**	**153.336,0**	**15.067,7**
Área bruta e líquida total	**4.725.587,0**	**4.174.610,0**	**715.363,3**	**477.456,2**

Para os valores "líquidos", utilizamos nossa participação ativa realizada em 31 de dezembro de 2019. A divisão de petróleo e gás na tabela de área não foi incluída porque, geralmente, petróleo e gás são produzidos a partir da mesma área. Áreas brutas e líquidas apresentadas nesta tabela não incluem áreas exploratórias.

A tabela a seguir apresenta os números líquidos de poços secos de exploração e produtores em desenvolvimento perfurados nos últimos três anos. A tabela a seguir apresenta o número total de poços produtivos e secos exploratórios e em desenvolvimento perfurados nos últimos três anos.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Poços produtivos e secos exploratórios e em desenvolvimento

	2019	2018	2017
Poços produtivos exploratórios perfurados:			
Subsidiárias consolidadas:			
Brasil	5,5	4,0	7,0
América do Sul (fora do Brasil)	1,0	-	-
Total das subsidiárias consolidadas	6,5	4,0	7,0
Investimentos por equivalência patrimonial:			
América do Norte[1]	-	-	-
África	-	-	-
Total de poços exploratórios produtivos perfurados	6,5	4,0	7,0
Poços exploratórios secos líquidos perfurados:			
Subsidiárias consolidadas:			
Brasil	1,0	4,0	0,4
América do Sul (fora do Brasil)	-	-	0,4
Total das subsidiárias consolidadas	1,0	4,0	0,8
Investimentos por equivalência patrimonial:			
América do Norte[1]	-	-	-
África	-	-	-
Total de poços exploratórios secos perfurados	1,0	4,0	0,8
Número total de poços exploratórios líquidos perfurados	**7,5**	**8,0**	**7,8**
Poços líquidos de desenvolvimento produtivo perfurados:			
Subsidiárias consolidadas:			
Brasil	98,3	103,7	174,8
América do Sul (fora do Brasil)	-	3,7	2,7
Total das subsidiárias consolidadas	98,3	107,4	177,5
Investimentos por equivalência patrimonial:			
América do Norte[1]	0,14	0,1	0,6
África	0,6	0,4	1,0
Total de poços exploratórios secos perfurados	99,04	107,9	179,1
Poços líquidos de desenvolvimento produtivo perfurados:			
Subsidiárias consolidadas:			
Brasil	-	-	-
América do Sul (fora do Brasil)	-	-	-
Total das subsidiárias consolidadas	-	-	-
Investimentos por equivalência patrimonial:	-	-	-
América do Norte[1]	-	-	-
África	-	-	-
Total de poços de desenvolvimento seco perfurados	-	-	-
Número total de poços de desenvolvimento líquidos perfurados	**99,04**	**107,9**	**179,1**

(1) Tendo em vista a joint venture formada entre PAI e Murphy, informações relacionadas a reservas provadas, área e poços nos EUA são reportadas na seção de "Parcerias por Equivalência Patrimonial". Para valores "líquidos", utilizamos nossa participação considerando a data de 31/12/2019.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

A tabela a seguir resume o número de poços no processo de perfuração em 31 de dezembro 2019.

Número de poços sendo perfurados em 31 de dezembro de 2019

	Bruto	Líquido
Perfuração de poços		
Subsidiárias consolidadas:		
Brasil	7,0	5,45
Internacional:		
América do Sul (fora do Brasil)	1,0	1,0
América do Norte	1,0	0,2
Perfuração total de poços	**9,0**	**6,65**

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

Preços médios de venda e custos médios de produção (US$)

	Brasil	América do Sul	América do Norte	Total	Investimentos por equivalência patrimonial[2]
2019					
Preços médios de venda					
Petróleo e LGN, por barril	61,25	36,89	-	61,25	64,71
Gás Natural, por mil pés cúbicos[1]	7,72	3,65	-	7,55	2,60
Óleo sintético, por barril	50,55	-	-	50,55	-
Gás sintético, por mil pés cúbicos	3,53	-	-	3,53	-
Custos médios de produção, por barril – total	7,05	4,69	-	7,02	31,20
2018					
Preços médios de venda	66,66	42,44	67,21	66,65	72,76
Petróleo e LGN, por barril	7,15	4,09	3,56	7,00	0,76
Gás Natural, por mil pés cúbicos[1]					
Óleo sintético, por barril	60,04	-	-	60,04	-
Gás sintético, por mil pés cúbicos	4,47	-	-	4,47	-
Custos médios de produção, por barril – total	10,21	4,57	9,75	10,11	31,85
2017					
Preços médios de venda					
Petróleo e LGN, por barril	50,48	34,18	47,92	50,42	53,87
Gás Natural, por mil pés cúbicos[1]	6,30	3,53	3,31	6,10	-
Óleo sintético, por barril	42,42	-	-	42,42	-
Gás sintético, por mil pés cúbicos	3,97	-	-	3,97	-
Custos médios de produção, por barril – total	11,15	3,65	9,17	10,99	27,00

(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 quantidades de gás natural foram convertidas de bbl para pés cúbicos de acordo com a seguinte escala: 1 bbl = 6 pés cúbicos.
(2) Operações na Venezuela até 2016, na África até outubro de 2018 e nos Estados Unidos a partir de dezembro de 2018, após a criação de uma *joint venture* com a Murphy, na qual nossa subsidiária integral PAI possui uma participação de 20%.

Para obter mais informações sobre nossos custos de exploração capitalizados, consulte a Nota 26 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e as informações suplementares não auditadas sobre exploração e produção de petróleo e gás contidas em nossas demonstrações financeiras consolidadas.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Refino, Transporte e Comercialização

Processamos 71% de toda a nossa produção de petróleo, o que inclui óleo e LGN e exclui gasolina natural ("C5+"), em nossas refinarias. O restante foi exportado. Em 2019, nossa produção de derivados de petróleo foi de 1.799 milhões de barris/dia através do processamento de 90% de petróleo brasileiro, complementado com óleo importado. Comercializamos esses derivados de petróleo no Brasil e no exterior.

Além disso, operamos no setor petroquímico com participação nas empresas, bem como na produção de biocombustíveis por meio de nossa subsidiária integral, Petrobras Biocombustível S.A. ("PBIO").

Visão geral

Nós possuímos e operamos 13 refinarias no Brasil, com um total líquido de capacidade de destilação bruta de 2.176 mbbl/d. Isso representa 99% de toda a capacidade de refino no Brasil, de acordo com o anuário estatístico publicado pela ANP.

A maioria de nossas refinarias está localizada perto de nosso petróleo bruto, oleodutos, instalações de armazenamento, oleodutos de derivados e principais instalações petroquímicas, facilitando o acesso ao petróleo bruto, suprimentos e usuários finais.

Também operamos uma infraestrutura grande e complexa de oleodutos e terminais e uma frota de navios para transportar petróleo bruto e derivados para os mercados brasileiro e global. Operamos 44 terminais próprios através de nossa subsidiária integral Petrobras Transporte S.A. ("Transpetro"), e utilizamos outros 19 terminais operados por terceiros.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

TERMINAIS PRÓPRIOS*

- A COARI, MANAUS
- B BELÉM
- C SÃO LUÍS
- D MUCURÍPE
- E GUAMARÉ
- F CABEDELO
- G SUAPE
- H MACEIÓ
- I ARACAJU
- J CANDEIAS, ITABUNA, JEQUIÉ, MADRE DE DEUS
- K BRASÍLIA
- L SENADOR CANEDO
- M UBERABA, UBERLÂNDIA
- N BARRA DO RIACHO, NORTE CAPIXABA, VITÓRIA
- O BARUERI, CUBATÃO, GUARAREMA, GUARULHOS, PAULÍNIA, RIBEIRÃO PRETO, SÃO CAETANO DO SUL, SANTOS, SÃO SEBASTIÃO
- P ANGRA DOS REIS, CAMPOS ELÍSEOS, ILHA D'ÁGUA, ILHA REDONDA, JAPERI, VOLTA REDONDA
- Q PARANAGUÁ
- R BIGUAÇU, GUARAMIRIM, ITAJAÍ, SÃO FRANCISCO DO SUL
- S NITERÓI, OSÓRIO, RIO GRANDE

REFINARIAS

INÍCIO OPERAÇÃO | CAPACIDADE DE DESTILAÇÃO | GRAU API

1 REMAN (ISAAC SABÁ)
1956 | 46 | 41,1

2 LUBNOR (REFINARIA LUBRIFICANTES E DERIVADOS DO NORDESTE)
1966 | 8 | 16,8

3 RPCC (POTIGUAR CLARA CAMARÃO)
2009 | 38 | 25,9

4 RNEST (ABREU E LIMA)
2014 | 88 | 23,2

5 RLAM (LANDULPHO ALVES)
1950 | 279 | 30,2

6 REGAP (GABRIEL PASSOS)
1968 | 157 | 27,2

7 REDUC (DUQUE DE CAXIAS)
1961 | 239 | 29,2

8 REPAR (PRES. GETÚLIO VARGAS)
1977 | 208 | 27,8

SIX (SHALE INDUSTRIALIZATION UNIT)
1972 | - | -

9 REFAP (ALBERTO PASQUALINI)
1968 | 201 | 29,7

10 RPBC (PRES. BERNARDES)
1955 | 170 | 27

REVAP (HENRIQUE LAGE)
1980 | 252 | 26,4

REPLAN (PAULÍNIA)
1972 | 434 | 27,5

RECAP (CAPUAVA)
1954 | 57 | 30,9

* Operado pela Transpetro, subsidiária 100% Petrobras.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Nosso Refino, Transporte e Comercialização também incluem atividades como (i) petroquímica (ii) extração e processamento de xisto e (iii) produção de biocombustíveis.

Estamos nos reposicionando no negócio de refino através do desinvestimento, uma estratégia que nos permite compartilhar riscos e ao estabelecimento de uma indústria dinâmica, competitiva e eficiente, enquanto gera liquidez para nós.

Em linha com nosso processo de reposicionamento, em junho de 2019, nós assinamos um compromisso com o Conselho de Administração Defesa Econômica ("CADE") que consolida nosso entendimento sobre a execução do desinvestimento dos ativos de refino no Brasil. O objetivo do acordo é fornecer condições competitivas, incentivando novos agentes econômicos a entrar no mercado, bem como suspender investigação administrativa do tribunal do CADE relacionada ao alegado abuso de nossa posição dominante no referido segmento. O acordo considera a alienação de aproximadamente 50% de nossa capacidade de refino. Nós pretendemos realizar o desinvestimento de sete unidades de refino (Reman, Lubnor, Rnest, Rlam, Regap, Repar e Refap) e uma unidade de industrialização de xisto (SIX).

Para mais informações sobre nossas parcerias e desinvestimentos, consulte "Gerenciamento de portfólio" neste relatório anual.

Principais Ativos

	2019	2018	2017
Transporte e armazenamento			
Dutos (km)	**7.719**	7.719	7.719
Frota de embarcações (própria e afretada)	**128**	123	128
Própria	**45**	43	39
Afretada	**83**	80	89
Terminais	**63**	56	55
Própria	**44**	44	44
Terceiros[1]	**19**	9	8
Refino			
Refinarias	**13**	14	14
Brasil	**13**	13	13
Exterior	**-**	1	1
Capacidade nominal instalada (mbbl/d)	**2.176**	2.276	2.276
Brasil	**2.176**	2.176	2.176
Exterior	**-**	100	100

(1) Terminais de terceiros que possuem contratos existentes para o uso do serviço de armazenamento, exceto os contratos da Transpetro.

NOSSOS NEGÓCIOS

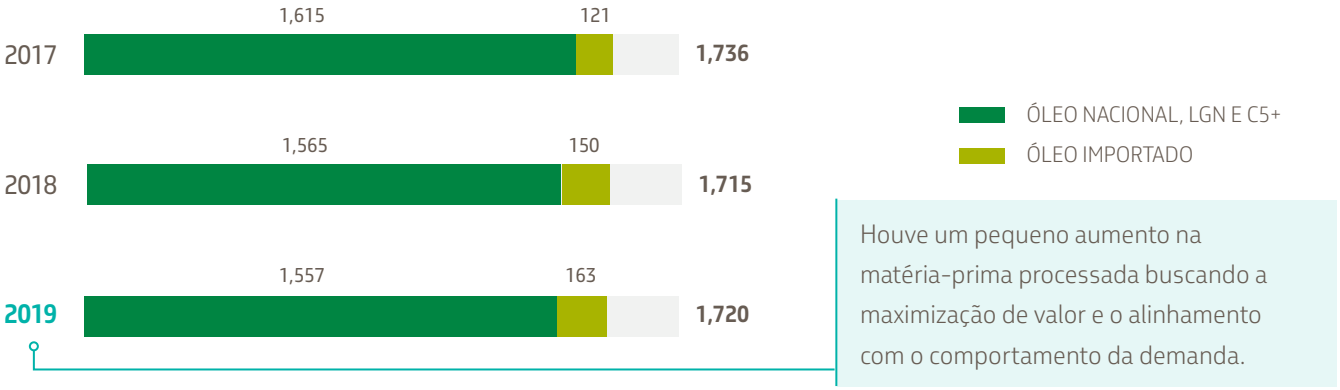
EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Refino

Atendemos nossos clientes de derivados de petróleo no Brasil através de uma combinação coordenada de processamento de petróleo, importação e exportação que busca otimizar nossas margens, considerando diferentes custos de oportunidade do petróleo nacional e importado, derivados de petróleo nos diversos mercados, bem como os custos de transporte, armazenamento e processamento envolvidos.

Em 2019, processamos 1.720 mbbl/d de óleo em nossas 13 refinarias, com base no processamento de 91% dos óleos domésticos. O gráfico a seguir mostra o processamento de matéria-prima e o desempenho de nossas refinarias.

Matéria-prima processada (mbbl/d)



Houve um pequeno aumento na matéria-prima processada buscando a maximização de valor e o alinhamento com o comportamento da demanda.

Em 2019, houve um aumento na produção de derivados e no fator de utilização do sistema de refino em relação a 2018. O maior volume de produção foi direcionado à exportação de *bunker* e gasolina de alta octanagem, que é valorizada no mercado dos EUA.

A produção de diesel caiu devido ao uso de algumas de suas correntes intermediárias serem utilizadas na produção de *bunker* 0,5% de acordo com as especificações da IMO 2020 e a menor disponibilidade do sistema de refino. Vendas de diesel caíram em 2019 em comparação com 2018, com um aumento da porção de diesel importado.

O volume de produção de gasolina permaneceu estável entre 2019 e 2018. Houve uma queda nas vendas devido à maior participação de mercado dos importadores e etanol hidratado. Essa queda foi compensada por um aumento nas exportações de 34 mbbl/d.

A produção de óleo combustível aumentou em 2019 devido ao aumento do preço do combustível marítimo no mercado global, o que trouxe oportunidades de exportação de óleo combustível em particular para Cingapura. Houve uma queda no volume de vendas no mercado brasileiro entre 2019 e 2018 devido a menores entregas para geração de energia térmica.

A produção de nafta aumentou em 2019, permitindo a redução das importações em relação a 2018.

A produção e as vendas de GLP permaneceram estáveis em 2019 e 2018.

Em 2019, houve uma queda na produção de combustível de aviação após a redução nas vendas devido a uma retração na demanda.

Além de construir novas refinarias, nos últimos 10 anos fizemos investimentos substanciais em nosso parque para aumentar nossa capacidade de processar economicamente o petróleo bruto brasileiro mais pesado, melhorar a qualidade do nosso derivado para atender a normas regulamentares mais rígidas, modernizar nossas refinarias e reduzir o impacto ambiental de nossas operações de refino. Esses investimentos em nossas atuais refinarias foram amplamente concluídos.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

A tabela a seguir mostra a performance das nossas refinarias.

Performance das refinarias

	Capacidad de destilação de óleo cru (mbbl/d)	Complexidade de Nelson Índice	Rendimento médio [1] (mbbl/d)			Capacidade operacional %			Taxa de utilização %		
Refinaria	**2019**	**2019**	**2019**	2018	2017	**2019**	2018	2017	**2019**	2018	2017
LUBNOR	**8**	**3.5**	**7**	8	7	**95.3**	97.5	98.0	**82.7**	94.5	89.9
RECAP	**57**	**6.8**	**50**	50	50	**96.2**	97.6	97.5	**87.8**	93.1	94.0
REDUC	**239**	**14.9**	**190**	190	178	**96.9**	95.3	93.9	**79.5**	79.7	74.5
REFAP	**201**	**5.7**	**138**	135	138	**93.7**	95.8	97.3	**68.8**	66.8	68.4
REGAP	**157**	**7.8**	**134**	141	143	**96.3**	97.7	97.2	**85.3**	89.7	91.0
REMAN	**46**	**1.8**	**32**	30	32	**97.9**	97.1	97.6	**69.1**	64.3	69.8
REPAR	**208**	**7.7**	**168**	173	162	**94.2**	96.6	96.0	**80.9**	83.1	78
REPLAN	**434**	**6.9**	**326**	286	324	**96.2**	87.2	95.7	**75.2**	68.8	77.9
REVAP	**252**	**8.5**	**185**	213	208	**94.5**	96.5	94.8	**73.5**	84.8	82.8
RLAM	**279**	**7.7**	**206**	201	198	**92.9**	95.2	93.9	**73.9**	63.8	62.7
RPBC	**170**	**9.6**	**133**	140	144	**95.3**	97.5	96.9	**78.3**	82.4	85.0
RPCC	**38**	**1.0**	**32**	32	33	**-**	-	98.7	**-**	-	87.8
RNEST	**88**	**8.5**	**74**	67	68	**97.8**	94.6	94.6	**84.4**	90.2	92.4
Carga processada de petróleo	-	-	1,675	1,664	1,686	-	-	-	-	-	-
Carga processada de LGN	-	-	45	51	50	-	-	-	-	-	-
Carga processada	-	-	1,72	1,715	1,736	-	-	-	-	-	-
Capacidade de Destilação de Petróleo	2,176	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

(1) Considera o processamento de óleo e LGN (matéria-prima fresca).

Principais produtos, mercados e capacidade de armazenamento de nossas refinarias

			Capacidade de armazenamento (mbbl)	
Refinaria	Principais produtos	Principais mercados no Brasil	Óleo cru	Derivados
LUBNOR	Asfalto (45%); Óleo combustível (31%); Lubricantes (12%); Diesel (11%)	Óleo Lubrificante – vendido a distribuidores e comercializado em todo o país Asfalto – estados do norte e nordeste do Brasil e Minas Gerais	0.3	0.6
RECAP	Diesel (44%); Gasolina (34%); GLP (8%)	Parte da região metropolitana de São Paulo e plantas petroquímicas	0.5	1.8
REDUC	Diesel (23%); Gasoline (15%); Óleo combustível (15%); GLP – Combustível de aviação – Nafta (10%)	Rio de Janeiro, São Paulo, Espírito Santo, Minas Gerais, Bahia, Ceará, Paraná, Rio Grande do Sul	5.7	12.5
REFAP	Diesel (50%); Gasolina (26%); GLP (7%)	Rio Grande do Sul, parte de Santa Catarina e Paraná, além de outros estados através de cabotagem	3.2	1.4
REGAP	Diesel (45%); Gasolina (25%); Combustível de aviação (8%); GLP (7%)	Atualmente abastece o estado de Minas Gerais e, acasionalmente, do Espírito Santo. Também pode expandir seu alcance para o mercado do Rio de Janeiro	1.7	6.0
REMAN	Gasolina (36%); Diesel (28%); Nafta (10%); Combustível de aviação (9%); Fuel Oil (8%)	Amazonas, Acre, Roraima, Rondônia, Amapá e Pará	0.7	1.5
REPAR	Diesel (46%); Gasolina (27%); GLP (8%)	Paraná, Santa Catarina, sul de São Paulo e Mato Grosso do Sul	2.9	1.9

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

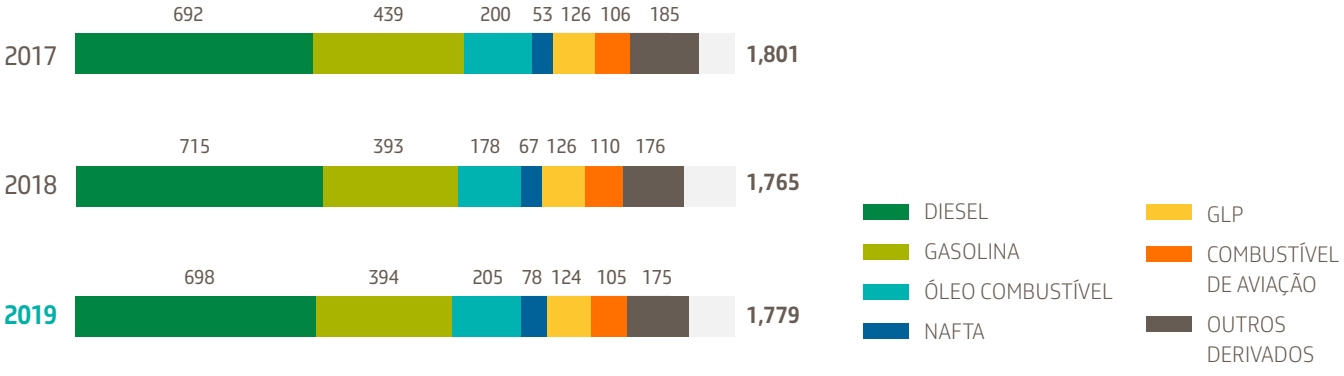
Refinaria	Principais produtos	Principais mercados no Brasil	Capacidade de armazenamento (mbbl)	
			Óleo cru	Derivados
REPLAN	Diesel (43%); Gasoline (24%); LPG – Jet Fuel (7%)	Interior do estado de São Paulo, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Rondônia e Acre, sul de Minas Gerais e o chamado Triângulo Mineiro, Goiás, Brasília e Tocantins	6.7	12.9
REVAP	Diesel (28%); Gasoline (22%); Jet Fuel (14%); Fuel Oil (13%)	Vale do Paraíba, litoral norte do estado de São Paulo, sul de Minas Gerais, região metropolitana de São Paulo, centro-oeste do Brasil e sul do Rio de Janeiro. Atende 80% da demanda de combustível de aviação no mercado paulista e 100% do Aeroporto Internacional de Guarulhos	3.3	12.0
RLAM	Diesel (35%); Fuel Oil (28%); Gasoline (22%); LPG (7%)	Principalmente a região nordeste do Brasil, seguida pela região norte e pelo estado de Minas Gerais	–(1)	4.3
RPBC	Diesel (46%); Gasoline (29%); Fuel Oil (9%); LPG (6%)	A maioria dos produtos é destinada à capital de São Paulo. Uma parte também é enviada para Santos e para as regiões Norte, Nordeste e Sul do Brasil.	2.5	6.8
RPCC	Fuel Oil (67.5%); Diesel (15%); Jet Fuel (11.5%); Gasoline (6%)	Rio Grande do Norte e sul do Ceará	0.12	0.12
RNEST	Diesel (66%); Naphtha (15%); Coke (10%); Fuel Oil (6%)	Norte e Nordeste do Brasil	–(2)	0.7

(1) O petróleo é fornecido diretamente para os tanques da RLAM de 4,1 milhões de barris, sem armazenamento externo.
(2) O petróleo é fornecido diretamente para os tanques da RNEST de 5,1 milhões de barris, sem armazenamento externo.

A refinaria de Pasadena foi vendida em 1 de maio de 2019 para a Chevron U.S.A. Inc. ("Chevron") por US$ 467 milhões, incluindo na venda o sistema de refinação de Pasadena ("PRSI"). Portanto, a Chevron começou a operar a refinaria de Pasadena.

Com relação aos derivados de petróleo, produzimos 1.779.000 bbl/d de derivados de petróleo em 2019, conforme mostrado no gráfico a seguir:

Produção de derivados (mbbl/d)



NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Organização Marítima Internacional

Em 2016, a Organização Marítima Internacional ("OMI") decidiu reduzir o limite superior permitido para o teor de enxofre nos combustíveis marítimos (*bunker oil*) de 3,5% para 0,5% a partir de 1º de janeiro de 2020.

De 2017 até o primeiro trimestre de 2019, realizamos estudos e análises para preparar nossas refinarias e logística para produzir e fornecer um combustível compatível com essa mudança. Além disso, nossa crescente produção de petróleo a partir do pré-sal possui baixo teor de enxofre, o que nos permite obter combustível marítimo que praticamente atende às especificações dos combustíveis marítimos sem exigir a adição de grandes quantidades de diluentes, o que nos proporcionam uma vantagem competitiva no mercado global.

Nós temos uma vantagem competitiva na produção de combustível marítimo compatível com OMI 2020, permitindo-nos antecipar a tendência do mercado e satisfazer as necessidades de nossos clientes.

Em 1º de outubro de 2019, começamos a vender o combustível marítimo com teor máximo de enxofre de 0,5% (*bunker oil* com baixo teor de enxofre – LSFO) em todos os portos brasileiros. Começamos a fazer isso 90 dias antes do prazo estabelecido pela OMI.

No último trimestre de 2019, a demanda por LSFO aumentou em todos os portos onde ofertamos o produto, enquanto os preços internacionais subiram significativamente.

Até dezembro de 2019, a valorização das exportações de cargas de combustível marítimo alcançou US$80 por tonelada superior ao gás com baixo teor de enxofre (10 partes por milhão).

Projetos em andamento

Nos últimos anos, iniciamos a construção do GASLUB Itaboraí, anteriormente denominado Comperj, para processar nosso petróleo pesado produzido no país para derivados de petróleo que estavam em maior demanda no mercado brasileiro e com crescente escassez.

Localizado no sudeste do Brasil (Itaboraí, no estado do Rio de Janeiro), o projeto GASLUB Itaboraí é composto pela Refinaria GASLUB Itaboraí, UPGNs e outras utilidades subjacentes. Com relação à UPGN, em 2019, todas as licitações críticas para as concessionárias da UPGN foram concluídas com sucesso e a inicialização da unidade está programada para 2021.

Estamos estudando alternativas de projetos para a área GASLUB Itaboraí, que incluem a integração com a refinaria que opera em Duque de Caxias (REDUC) para a produção de lubrificantes básicos G-II e combustíveis de alta qualidade. Em outubro de 2019, celebramos um Memorando de Entendimento ("MOU") com a Equinor ASA ("Equinor"), para maximizar o valor no segmento dowstream de ambas as empresas por meio de projetos de geração termoelétrica a gás natural, bem como estudos de viabilidade relacionados ao processamento de gás em ativos e dutos no TECAB (Terminal de Cabiúnas em Macaé, RJ) e no GASLUB Itaboraí, onde está em construção uma UPGN, ambas pertencentes à Petrobras.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Logística

A logística, com seus respectivos derivados de petróleo, conecta os sistemas de produção de petróleo às refinarias e mercados, buscando minimizar os custos envolvidos no transporte e armazenamento. O sistema busca otimizar o resultado das operações de refino de petróleo e a comercialização de petróleo e derivados no Brasil e no exterior.

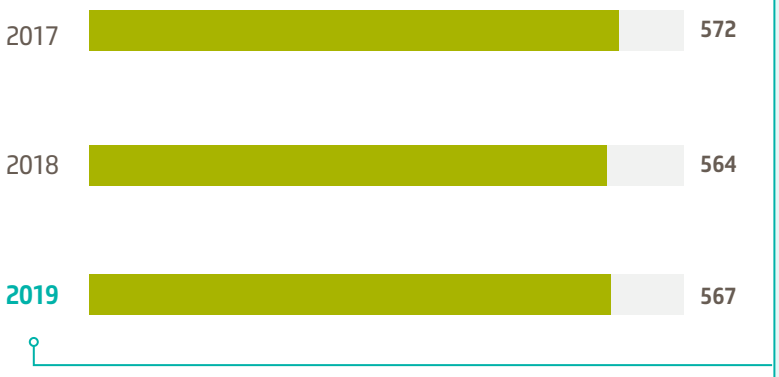
Administramos diretamente alguns ativos desse sistema, enquanto contratamos outros com nossa subsidiária integral Petrobras Transporte S.A. ("Transpetro").

A Transpetro é uma empresa de transporte e logística que atua em operações de armazenamento e movimentação de petróleo e seus derivados, etanol, gás e biocombustíveis para o abastecimento das indústrias, termelétricas e refinarias brasileiras, incluindo atividades de importação e exportação.

A operação de terminais e oleodutos é um importante elo em nossa cadeia logística. O petróleo é transportado dos campos de produção para os terminais da Transpetro, por oleoduto ou por navio. A partir daí, é transportado para refinarias ou para exportação. Após o processo de refino, os derivados de petróleo são novamente escoados pelos oleodutos até os terminais para serem entregues às companhias distribuidoras, que abastecem os mercados nacional e internacional.

Essa operação abrange uma malha de 7.719 km de oleodutos e 44 terminais, sendo 24 aquaviários e 20 terrestres. Os terminais têm uma capacidade nominal de armazenamento de 10,24 milhões de m^3. Em 2019, a Transpetro movimentou 567,2 milhões de m^3 de petróleo e derivados, totalizando 8.161 operações com navios-tanque e barcaças de petróleo.

Volume movimentado em terminais e tubulações
(milhões de m^3)



O aumento observado na movimentação de petróleo nos terminais e oleodutos operados pela Transpetro foi resultado principalmente do aumento das exportações de *ship to ship* devido ao aumento da produção pela Petrobras. Também tivemos uma carga média de processamento nas refinarias um pouco acima de 2018, visando a produção do *bunker* com baixo teor de enxofre (combustível altamente valorizado no momento da transição para os padrões da IMO para 2020.

Em 2019, lançamos o Programa Integrado de Proteção de Oleodutos ("Pró-Dutos"), que visa expandir e integrar todas as nossas ações para mitigar os riscos causados por furtos de petróleo e derivados em seus oleodutos em terra. O escopo do Pró-Dutos é multidisciplinar e, portanto, atuamos preventivamente em diversas ações, com foco em seis áreas: inteligência, legislação, responsabilidade social, comunicação, tecnologia e contingência. Buscamos, em cooperação com as agências de inteligência e segurança públicas, reduzir o roubo de petróleo e derivados em 75% até dezembro de 2021.

Ao lado da integridade de nossas operações, nossa principal preocupação é proteger a vida e o meio ambiente nas regiões onde operamos. Em 2019, conseguimos reduzir o

número de incidentes de furtos de petróleo e derivados em 22%, em comparação com os 261 roubos ocorridos em 2018 e reduzimos o volume de petróleo e derivados roubados em 35% em comparação com os 10,8 milhões de litros de produtos roubados em 2018. Também lançamos uma ampla campanha publicitária para aumentar a conscientização do público sobre esse tipo de risco, o que incentivou a população a colaborar através do nosso canal de comunicação, telefone 168, denunciando efetivamente ações criminais. Também revisamos e melhoramos nossos procedimentos de gerenciamento de crises e respondemos a emergências causadas por roubo. Em 2019, três exercícios de emergência foram realizados com foco nesses tipos de furtos.

Terminais

Localização	Terminal	Tipo	Capacidade nominal (m³)
Alagoas	Maceió	Aquaviário	58.266
Amazonas	Manaus (REMAN)	Aquaviário	-
	Coari	Aquaviário	81.705
Bahia	Candeias	Terrestre	36.472
	Itabuna	Terrestre	28.845
	Jequié	Terrestre	28.111
	Madre de Deus	Aquaviário	663.582
Ceará	Mucuripe	Aquaviário	-
Espírito Santo	Barra do Riacho	Aquaviário	107.883
	Norte Capixaba	Aquaviário	85.205
	Vitória	Aquaviário	10.706
Distrito Federal	Brasília	Terrestre	72.309
Goiás	Senador Canedo	Terrestre	127.449
Maranhão	São Luís	Aquaviário	78.895
Minas Gerais	Uberaba	Terrestre	54.615
	Uberlândia	Terrestre	47.226
Pará	Belém	Aquaviário	48.100
Paraíba	Cabedelo	Aquaviário	10.745
Pernambuco	Suape	Aquaviário	108.713
Paraná	Paranaguá	Aquaviário	204.499
Rio de Janeiro	Ilha d' Água	Aquaviário	179.150
	Angra dos Reis	Aquaviário	1.004.861
	Campos Elíseos	Terrestre	547.243
	Ilha Redonda	Aquaviário	81.833
	Japeri	Terrestre	37.729
	Volta Redonda	Terrestre	29.649
Rio Grande do Norte	Guamaré	Aquaviário	258.521
Rio Grande do Sul	Osório	Aquaviário	842.100
	Niterói	Aquaviário	26.978
	Rio Grande	Aquaviário	101.408

Localização	Terminal	Tipo	Capacidade nominal (m³)
Santa Catarina	Biguaçu	Terrestre	37.916
	Itajaí	Terrestre	56.806
	Guaramirim	Terrestre	18.926
	São Francisco do Sul	Aquaviário	472.408
Sergipe	Aracaju	Aquaviário	156.940
São Paulo	Santos	Aquaviário	382.561
	São Sebastião	Aquaviário	2.041.906
	Barueri	Terrestre	206.262
	Cubatão	Terrestre	160.836
	Guararema	Terrestre	1.030.673
	Guarulhos	Terrestre	164.194
	Paulínia	Terrestre	274.349
	Ribeirão Preto	Terrestre	50.826
	São Caetano do Sul	Terrestre	227.496
Total	**44**	**-**	**10.244.896**

Em 2019, a Transpetro recebeu os dois últimos navios de seu programa de modernização da frota. A capacidade de transporte consolidada da Transpetro, combinada com a subsidiária integral Transpetro International B.V. - TIBV, é de 4,8 milhões de tonelagem de porte bruto, através de 59 embarcações (próprias e afretadas). Além disso, temos mais 69 embarcações afretadas por nós. Essas embarcações são utilizadas tanto no escoamento da produção marítima como no transporte de petróleo e derivados, GLP e etanol para abastecer os mercados nacional e internacional.

Para obter mais informações sobre os navios afretados ou de propriedade da Transpetro, consulte o Anexo 15.4 deste relatório anual.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Comercialização

PRINCIPAIS FONTES

DO FORNECIMENTO TOTAL DE DERIVADOS DE PETRÓLEO

1,567 mmbbl/d

Provenientes da produção de nossas refinarias

187 mbbl/d

Foram importados

CONSUMO

VENDEMOS

Uma média de

1,754 mmbbl/d

De derivados de petróleo para o mercado brasileiro

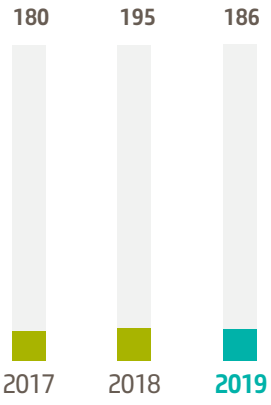
199 mbbl/d

Para o mercado externo

90% do total de vendas de nossos derivados de petróleo foram destinados ao mercado brasileiro.

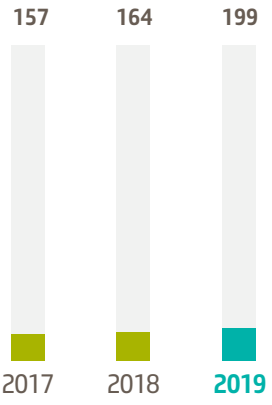
PRODUÇÃO DE DERIVADOS (mbbl/d)

IMPORTAÇÃO DE DERIVADOS (mbbl/d)



VENDA NO MERCADO BRASILEIRO (mbbl/d)

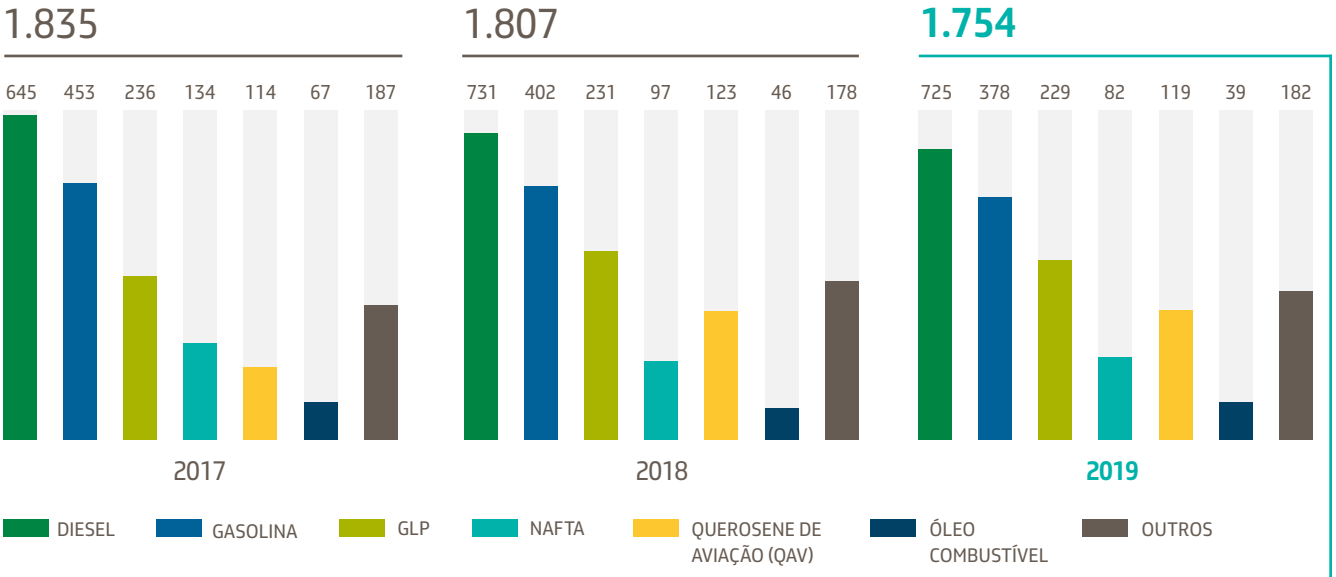
EXPORTAÇÃO DE DERIVADOS (mbbl/d)



NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Volumes de vendas de derivados de petróleo no mercado brasileiro, por produto e total no ano*
(mbbl/d)



DIESEL

O diesel é um destilado médio de petróleo usado como combustível em veículos com motores de combustão interna de ignição por compressão (motores de ciclo Diesel). É usado principalmente para transporte rodoviário de carga e passageiros (80%) e no setor agrícola (10%). Todo o diesel vendido aos usuários finais no Brasil deve ser misturado com biodiesel. Atualmente, o nível obrigatório de biodiesel no combustível é de 11%. As variáveis mais importantes que impactam a demanda de diesel são o desempenho econômico brasileiro e o tamanho da colheita de grãos e cana-deaçúcar, uma vez que o país depende muito do transporte rodoviário.

As vendas de diesel em 2019 apresentaram uma ligeira queda em relação a 2018. O principal fator que afeta negativamente as vendas de diesel foram um aumento significativo nas importações dos concorrentes durante 2019. Fatores positivos a serem destacados incluem crescimento econômico, aumento da área cultivada e produção de uma segunda safra de milho, além de uma base depreciada de comparação, devido à greve dos caminhoneiros no final de maio de 2018.

GASOLINA

A gasolina é um destilado leve de petróleo usada em veículos com motores de combustão interna de ignição por faísca (motores de ciclo Otto). As refinarias no Brasil produzem um derivado denominado "gasolina A", que deve ser misturado com 27% de etanol anidro (mandato atual) nas instalações das distribuidoras e depois vendido aos usuários finais como "gasolina C" em postos de gasolina. Seus principais concorrentes são o etanol hidratado (vendido diretamente pelos produtores às distribuidoras, que revendem em postos de gasolina) e o GNV (vendido pelos distribuidores de gás diretamente aos postos de gasolina). Em 2019, a participação da gasolina A no mercado brasileiro de Ciclo-Otto foi de 50%.

A queda acentuada nas vendas de gasolina em 2019 em comparação a 2018 está relacionada à entrada de players adicionais nesse setor entre 2018 e 2019. Os players incluem importadores, petroquímicos, refinarias e formuladores privados. As importações de terceiros aumentaram significativamente. Em comparação com 2018, também houve uma diminuição no uso de gasolina em veículos flex, com o aumento do uso de etanol hidratado.

* Devido à alienação da Petrobras Distribuidora, os dados de 2017 e 2018 não consideram suas vendas.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

GÁS LIQUIFEITO DE PETRÓLEO (GLP)

O GLP é um derivado leve composto por propano e butano. É usado como combustível para fins de aquecimento, como equipamentos de cozinha, aquecimento rural e caldeiras de água, entre outros. No Brasil, cerca de 80% do consumo de GLP é destinado a culinária, cuja demanda é diretamente impulsionada pelo crescimento populacional e pela renda real. Por outro lado, o consumo é inversamente correlacionado com as temperaturas locais e a taxa de eficiência dos equipamentos de cozinha. O complemento da demanda de GLP (20%) é proveniente dos setores industrial e de serviços, cuja demanda é impulsionada pelo crescimento econômico.

A queda nas vendas de GLP em relação a 2018 pode ser atribuída principalmente ao aumento da temperatura média nas principais regiões consumidoras em 2019. Temperaturas mais altas reduzem a necessidade de uso do produto.

QUEROSENE DE AVIAÇÃO (QAV)

O QAV é um destilado médio de petróleo usado como combustível de aviação em aeronaves movidas a motores de turbinas a gás. É utilizado por todas as empresas de aviação comercial (transporte de passageiros e cargas), o que representa 90% da demanda total brasileira. Com relação à aviação comercial, os vôos domésticos somam 60% da demanda brasileira de combustível de aviação, deixando 40% para os vôos internacionais. A demanda por combustível de aviação está fortemente correlacionada com o crescimento do PIB, pois afeta diretamente a demanda por viagens – negócios e lazer.

O setor de transporte aéreo no Brasil foi fortemente impactado devido ao encerramento das operações da Avianca Brasil em maio de 2019 – a empresa estava em recuperação judicial desde dezembro de 2018. Como resultado, as vendas de QAV em 2019 diminuíram em relação ao ano anterior.

ÓLEO COMBUSTÍVEL

O óleo combustível é uma fração residual do petróleo. É usado nos setores industrial (principalmente empresas de metalurgia não-ferrosos) e de geração de eletricidade (usinas termelétricas). A demanda por óleo combustível para consumo industrial depende principalmente do crescimento da economia e da disponibilidade de gás natural (seu principal produto concorrente). As usinas termelétricas a óleo combustível participam marginalmente no suprimento de energia do país, entrando em operação somente quando o nível da água nos reservatórios é muito baixo. Em 2019, o uso industrial de óleo combustível representou cerca de 80% da demanda, enquanto o uso na geração de energia representou apenas 20%.

As vendas de óleo combustível em 2019 caíram acentuadamente em relação a 2018. Isso ocorreu principalmente devido a redução da demanda do produto por usinas termelétricas complementares quando comparado ao ano anterior. Os principais fatores que contribuíram para essa menor demanda foram a melhoria do nível dos reservatórios de água em geral, bem como o aumento da geração eólica e solar.

NAFTA

A nafta é um destilado leve de petróleo usada principalmente como matéria-prima no setor petroquímico. Este produto é vendido para três plantas petroquímicas existentes no Brasil, que produzem *commodities* de produtos químicos, como por exemplo, etileno, propileno, butadieno e aromáticos (benzeno, tolueno, xilenos). As vendas de nafta em 2019 diminuíram significativamente em relação a 2018.

A queda deveu-se principalmente à redução nas vendas para Braskem-BA a partir de maio de 2019, devido à manutenção de sua fábrica em Alagoas.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Além de petróleo e derivados, também comercializamos gás natural, fertilizantes nitrogenados, renováveis e outros produtos.

Volume de vendas no Brasil e exportações (mbbl/d)

	2019	2018	2017
Total de derivados	**1.738**	**1.787**	**1.815**
Etanol, fertilizantes nitrogenados, renováveis e outros produtos	7	17	96
Gás Natural	350	345	361
Total mercado brasileiro	**2.095**	**2.149**	**2.272**
Exportações[1]	735	594	659
Total mercado brasileiro e exportações	**2.830**	**2.743**	**2.931**

(1) Inclui principalmente petróleo e derivados.

Preços de derivados de petróleo

O petróleo bruto é uma *commodity* cujo valor depende de sua qualidade. Um petróleo bruto mais leve tem um valor melhor que um mais pesado, uma vez que pode gerar produtos de maior valor. Um óleo bruto com baixo teor de enxofre também tem um valor melhor do que o óleo com maior teor de enxofre. Diferentes refinarias atribuem valores diferentes ao mesmo petróleo bruto, dependendo de sua capacidade de conversão e dos produtos que pretendem produzir para abastecer seu mercado específico. As refinarias podem processar uma ampla variedade de óleos brutos diferentes, o que faz com que eles sejam concorrentes diferentes.

Os óleos brutos são comercializados globalmente e seus preços costumam ser referenciados em cotações internacionais, como *WTI, Brent* ou Dubai. Dependendo da qualidade, oferta, demanda, tamanho do lote, condições comerciais e custos de logística para disponibilizar uma carga de petróleo em um determinado ponto de entrega, um prêmio ou desconto negociado entre comprador e vendedor será adicionado à cotação de referência.

Os produtos refinados de petróleo são *commodities* e seus preços no mercado global são impulsionados pelo equilíbrio da oferta e demanda, preço do petróleo bruto e *crack spread*. O *crack spread* refere-se à diferença geral de preços entre um barril de petróleo e seus derivados. É um tipo específico de margem bruta de processamento. O *"crack"* a que se refere é um termo da indústria para separar o petróleo bruto nos produtos componentes, incluindo gases como propano, combustível para aquecimento, destilados leves como gasolina, destilados médios como combustível de aviação e diesel e destilados pesados como graxa. Normalmente, o *crack* é definido em termos de um produto específico versus um produto específico. Por exemplo, o crack do diesel no *Brent* indica quanto o preço do produto individual está contribuindo para melhorar a lucratividade.

O preço de um barril de petróleo e os vários preços dos produtos a ele refinados nem sempre estão em perfeita sincronização. Dependendo da sazonalidade e dos estoques globais, entre outros fatores, a oferta e a demanda de destilados específicos resultam em alterações de preços que podem impactar as margens de lucro de um barril de petróleo bruto para o refinador.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Como os derivados de petróleo são comercializados globalmente e podem ser transportados entre mercados, os preços ao redor do mundo tendem a flutuar juntos.

Portanto, os derivados de petróleo no Brasil são cotados à paridade com os preços internacionais.

Diesel e Gasolina

Os preços do diesel e da gasolina são definidos levando-se em consideração o preço e as margens da paridade internacional para remunerar os riscos inerentes à operação.

Em 2019, anunciamos ajustes nos preços de venda nas refinarias, resultando em aumentos de 27,1% para a gasolina e 28,9% para o diesel, ao comparar os preços vigentes em 31 de dezembro de 2019 com os efetivos em 31 de dezembro de 2018.

Além disso, temos a opção de usar derivativos, com o objetivo de dar flexibilidade adicional ao gerenciamento dos preços desses produtos. O mecanismo derivativo pode ser aplicado em momentos de alta volatilidade do mercado, a fim de alcançar um resultado equivalente ao obtido através de ajustes diários, uma prática que também continua sendo uma opção para nós; nesse caso, o mecanismo derivativo não pode ser utilizado para fins de especulação.

GLP

Em agosto de 2019, o preço da venda de GLP às distribuidoras comercializadas começou a ser definido considerando o preço da paridade internacional e as margens para remunerar os riscos inerentes à operação. Os ajustes de preços são feitos sem periodicidade definida, de acordo com as condições de mercado e análise de ambientes internos e externos.

Importações, Exportações e Vendas Internacionais

Nossa importação e exportação de petróleo e seus derivados são impulsionadas por fatores econômicos que envolvem nosso refino doméstico, os níveis de demanda brasileira e os preços internacionais. A maior parte do petróleo bruto que produzimos no Brasil é classificada com grau API médio. Importamos petróleo bruto leve para equilibrar os produtos de nossas refinarias e exportamos principalmente petróleo médio de nossa produção no Brasil. Além disso, continuamos a importar derivados de petróleo para equilibrar qualquer déficit entre a produção de nossas refinarias brasileiras e a demanda de mercado para cada produto.

Em 2019, as exportações líquidas aumentaram 138.000 bbl/d, atingindo 381.000 bbl/d. Esse nível representou o recorde mensal das exportações de petróleo e engloba um aumento nas exportações de gasolina e um aumento nas de *bunker* em 0,5% devido à valorização causada pela entrada do IMO 2020. Além disso, houve uma queda nas importações de nafta devido à produção própria do mercado brasileiro.

Também exportamos derivados de petróleo de nossas refinarias.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Exportações e importações de petróleo e derivados (mbbl/d)

	2019	2018	2017
Exportações			
Óleo crú	536	428	512
Óleo combustível	133	121	119
Outros derivados	66	43	28
Total exportações	**735**	**592**	**659**
Importações			
Óleo crú	168	154	127
Diesel	70	59	12
Gasolina	28	19	11
Outros derivados	88	117	158
Total importações	**354**	**349**	**308**

Nossas atividades de comércio de petróleo, derivados de petróleo e GNL visam atender às nossas demandas internas ou oportunidades de negócios em potencial identificadas por nossas equipes comerciais, buscando otimizar as operações de compra e venda nos mercados brasileiro e global, bem como as operações *offshore*.

As equipes de *trading* internacional estão localizadas nos principais centros comerciais globais de petróleo e derivados, como Londres, Houston, Cingapura, Roterdã e Buenos Aires, e são compostas por traders de petróleo e produtos, operadores de remessa e suporte.

Nossa comercialização mais representativa em termos de volume e geração de caixa é com o petróleo bruto.

Vendemos petróleo por meio de contratos de longo prazo e no mercado à vista. Em 2019, o volume de petróleo comprometido por meio de contratos de longo prazo com quantidade fixa sujeita a acordo final em termos comerciais é de aproximadamente 200 mbbl/d e o volume comprometido por meio de contratos de longo prazo sujeito a acordo mútuo é de aproximadamente 60 mbbl/d. Considerando as taxas de processamento planejadas de nossas refinarias para o próximo ano e considerando os impactos dos projetos de desinvestimento, acreditamos que nossa produção será suficiente para nos permitir continuar entregando todos os volumes contratados.

Distribuição

Refino › Logística › Comercialização › Distribuição

Vendemos nossos derivados de petróleo para várias empresas de distribuição no Brasil. Até julho de 2019, tínhamos uma participação de 71,25% na Petrobras Distribuidora ("BRDT"), uma das maiores empresas de distribuição do país. Como resultado da operação de follow-on em julho de 2019, a primeira privatização de uma empresa estatal através do mercado de capitais na história do Brasil, passamos para uma participação de 37,5% na BRDT, em 31 de dezembro de 2019.

Mesmo após a conclusão da venda de parte de nossa participação acionária na BRDT, continuamos sendo proprietários das principais marcas por ela utilizadas, incluindo aquelas que identificam postos de gasolina, combustível, programa de fidelidade, segmentos de aviação e programa de certificação, entre outros.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Um contrato de licença de marca de 10 anos está em vigor e concede à BRDT uma licença temporária não-exclusiva, paga, sobre determinadas marcas comerciais que possuímos, incluindo, entre outras, "Petrobras", "Petrobras Podium", "Petrobras Premmia", "De Olho no Combustível", "BR Aviation" e "Petrobras Grid". O contrato de licença de marca registrada foi renegociado antes do seguimento para incorporar as alterações necessárias para ambas as empresas. Foi assinado em 2019 e é renovável por um período adicional de 10 anos. Nos termos desse contrato, a licença é concedida exclusivamente aos segmentos de estação de serviço e aviação, para os quais a BRDT deve usar exclusivamente as marcas licenciadas por nós.
A BRDT também deve usar exclusivamente nossas marcas licenciadas nos segmentos de óleo e gás e biocombustíveis. Enquanto isso, durante o prazo do contrato de licença de marca registrada, comprometemo-nos a não operar nas estações de serviço em todo o território brasileiro.
A definição de uma "estação de serviço" sob esse contrato é qualquer instalação em que produtos e serviços de petróleo e gás e/ou serviços relacionados a quaisquer outras fontes de energia (renováveis ou não) destinados a alimentar veículos automotores e embarcações são oferecidos aos negócios público ao consumidor (ou B2C), incluindo lojas de conveniência.

Operamos, distribuímos e vendemos GLP por meio de nossa subsidiária Liquigás Distribuidora S.A. ("Liquigás"). Em 19 de novembro de 2019, celebramos um contrato com a Copagaz e a Nacional Gás Butano para a venda de toda a nossa participação na Liquigás Distribuidora, de acordo com um contrato de compra e venda. O fechamento da transação está sujeito às condições habituais precedentes, incluindo a aprovação do CADE.

Essa transação está alinhada com a otimização de nosso portfólio e com a melhoria de nossa alocação de capital, com o objetivo de criar valor para nossos acionistas.

Para obter mais informações sobre a venda de parte de nossa posição acionária na Petrobras Distribuidora e nossa participação na Liquigás Distribuidora, consulte "Gestão de portfólio" neste relatório anual.

Para obter mais informações sobre clientes de derivados de petróleo, consulte "Clientes e concorrentes" neste relatório anual.

Também participamos do setor de varejo em outros países da América do Sul, como segue:

- **Colômbia**: Nossas operações incluem 123 estações de serviço e uma planta de lubrificantes com capacidade de produção de 54.000 m³/ano.
- **Uruguai**: Temos 87 estações de serviço;
- **Chile**: Após a venda de nossas operações de distribuição no Chile, concluída em janeiro de 2017, celebramos um contrato de licenciamento de marca naquele país, pelo prazo inicial de oito anos. Para operar nossos ativos adquiridos no Chile, a Southern Cross criou a Esmax, uma empresa que opera como nossa licenciada no segmento de distribuição de combustível;
- **Paraguai**: Até 8 de março de 2019, nossas operações incluíam 201 estações de serviço, distribuição e venda de combustível em três aeroportos e uma planta de reabastecimento de GLP. Nossas operações foram vendidas à Paraguay Energy, uma subsidiária do Grupo Copetrol. O contrato de venda também incluiu o licenciamento para uso exclusivo de nossas marcas pela Nextar (sucessora da Petrobras Paraguai Operações e Logística SRL) em estações de serviço no Paraguai, pelo período inicial de cinco anos.

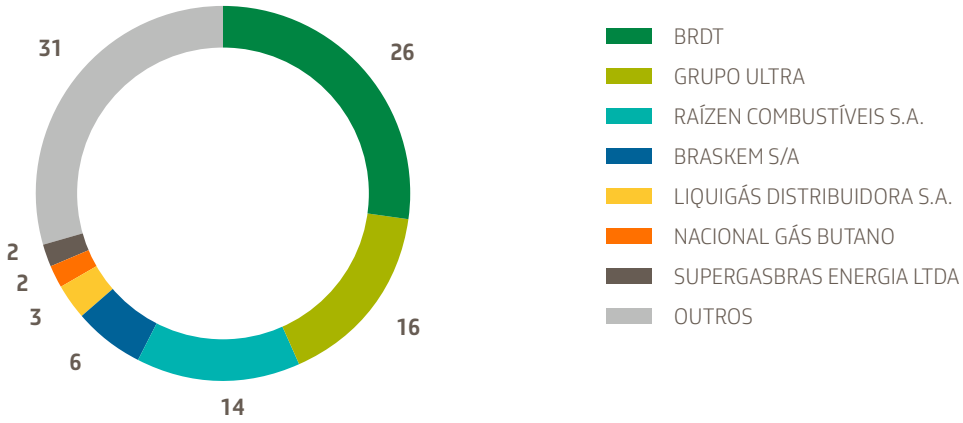
NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Clientes e Concorrentes

Interagimos com cerca de 400 clientes no Brasil, no que diz respeito a derivados de petróleo, sete dos quais representam 67% do volume total vendido.

Clientes de produtos líquidos de petróleo (% vol)



A venda de derivados de petróleo para empresas de distribuição é feita por contratos firmados de acordo com os regulamentos da ANP.

Oferecemos uma plataforma comercial virtual, chamada Canal Cliente para empresas do mercado brasileiro. A plataforma funciona 24 horas por dia, sete dias por semana. Através dessa plataforma online, os clientes podem fazer pedidos de produtos, agendar saques e acompanhar todo o processo de negócios até a fase de pagamento.

De acordo com as informações fornecidas pela ANP, temos uma participação dominante no mercado brasileiro de refino. Nós possuímos e operamos 14 refinarias no Brasil, incluindo uma unidade de xisto industrial ("SIX"). SIX é apresentada na seção de industrialização do xisto neste relatório anual.

Em junho de 2019, assinamos um compromisso com o CADE, que consolida o entendimento entre as partes sobre a execução da alienação de ativos de refino no Brasil. O objetivo do acordo é fornecer condições competitivas incentivando novos agentes econômicos a entrar no mercado de *downstream*, bem como a suspensão da investigação administrativa aberta pelo tribunal do CADE para investigar o alegado abuso de nossa posição dominante no segmento de refino. O acordo considera a alienação de aproximadamente 50% de nossa capacidade de refino. Nós pretendemos desinvestir sete unidades de refino (Reman, Lubnor, Rnest, Rlam, Regap, Repar e Refap) e uma unidade de industrialização de xisto (SIX).

Com relação ao comércio de derivados de petróleo no mercado do Brasil, enfrentamos a concorrência de importadores, formuladores, outros produtores domésticos e plantas petroquímicas. Em 2019, nossa participação nos mercados de diesel e gasolina diminuiu em relação ao ano anterior, principalmente devido ao aumento nas importações por terceiros. No caso específico da gasolina, a demanda também refletiu a concorrência com o substituto etanol hidratado, que registrou um aumento acentuado em consumo durante 2019.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Outras atividades

Petroquímica

Atuamos no setor petroquímico por meio das seguintes empresas:

Nossa participação em empresas petroquímicas no Brasil

	Localização	Capacidade nominal (mmt/y)	Nossa participação	Demais sócios
Braskem:				
Etileno	Bahia	5.00	36,15%	Odebrecht (38,32%); Outros (25,53%)
Polietileno		4.11		
Polipropileno		4.50		
DETEN Química S.A.:				
LAB[1]	Bahia	0.22	27,88%	Petresa (69,78%); Outros (2,34%)
LABSA[1]		0.12		
METANOR S.A./COPENOR S.A.[2]:				
Metanol[3]	Bahia	0.00	34,34%	GPC – Grupo Peixoto de Castro (45,22%); Tesouraria (0,59%); Outros (20,44%)
Formaldeido		0.09		
Hexamina		0.01		
FCC Fábrica Carioca de Catalisadores S.A.:				
Catalisadores	Rio de Janeiro	0.04	50,00%	Albemarle (50,00%)
Aditivos		0.01		
PETROCOQUE S.A.:				
Coque de petróleo calcinado	São Paulo	0.55	50,00%	Universal Empreendimentos e Participações Ltda (50,00%)

(1) Matéria-prima para a produção de detergente biodegradáveis.
(2) A Copernor S.A. é uma subsidiária da Metanor S.A.
(3) A empresa decidiu interromper a produção de metanol em 2016. Em 18 de outubro de, 2019, a empresa vendeu a planta (equipamento) para a International Process Plants and Equipments Corporation.

Industrialização de xisto

Operamos o processamento de xisto através de nossa unidade de industrialização de xisto ("SIX"), uma unidade operacional com capacidade de 5.880 t/d, localizada em São Mateus do Sul, Brasil.

Desenvolvemos uma tecnologia que abrange todas as etapas do processo de manufatura. Os produtos obtidos a partir do processamento do xisto são óleo combustível, nafta, gás combustível, gás liquefeito, enxofre e pavimentação de insumos usados por vários setores, como cerâmica, refinarias de petróleo, fábricas de cimento, usinas de açúcar e empresas agrícolas. O processo também produz água de xisto, que é um insumo usado para formular fertilizantes foliares.

Os óleos combustíveis obtidos do xisto são adequados para uso industrial e consumo nos centros urbanos porque são altamente fluidos, muito fácil de manusear e eliminar a necessidade de pré-aquecimento. Isso permite reduções de custos operacionais na queima e, assim, é ideal para climas frios.

Ao conduzir nossa operação, trabalhamos para reparar áreas mineradas através de um programa ambiental que consiste em reflorestamento com espécies nativas e o retorno da fauna à terra reabilitada.

Em linha com nosso processo de reposicionamento, em junho de 2019, assinamos compromisso com o Conselho Administrativo de Economia Defesa ("CADE") que consolida nosso entendimento sobre a execução da alienação de ativos de refino no Brasil. Nós pretendemos alienar sete unidades de refino (Reman, Lubnor, Rnest, Rlam, Regap, Repar e Refap) e a SIX.

Para mais informações sobre nossas parcerias e desinvestimentos, consulte "Gestão de Portfólio" neste relatório anual.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Biocombustíveis

Também atuamos na produção de biodiesel e etanol por meio de nossa subsidiária integral Petrobras Biocombustível S.A. ("PBIO"), que gerencia nossas atividades para a produção, logística e comercialização desses produtos.

O Brasil é líder global no uso e produção de biocombustíveis. O requisito de teor de etanol anidro para a gasolina vendida no Brasil é de 27%. Historicamente, o Brasil é produtor de etanol e açúcar e vende a eletricidade excedente gerada a partir de queima de bagaço de cana. A PBIO detém atualmente uma participação de 8,4% na Bambuí Bioenergia, uma usina de etanol e energia, localizada na cidade de Bambuí, no estado de Minas Gerais. No entanto, existem um processo de arbitragem em andamento e, paralelamente, um processo de desinvestimento da participação da PBIO na Bambuí Bioenergia.

Existe uma mistura obrigatória de 11% de biodiesel em todo o diesel vendido no Brasil desde setembro de 2019, com agendamento de aumento gradual de 1% ao ano, até atingir 15% obrigatórios em 2023. A ANP confirmou uma mistura obrigatória de 12% para entregas de biodiesel para março de 2020, quando anunciou o leilão de aquisições de biodiesel. A PBIO possui 50% de participação na empresa BSBIOS Sul Brasil S.A. ("BSBIOS"), que é proprietária de duas usinas de biodiesel. A empresa RP Biocombustíveis S.A. detém os outros 50% de participação. A PBIO possui três usinas de biodiesel para suas próprias operações. No entanto, uma de nossas unidades, a usina de biodiesel de Quixada, parou de operar em Novembro de 2016, como resultado de seu desempenho econômico. A unidade está atualmente em um estado de hibernação restaurativa. Nossa capacidade de produção de biodiesel nas outras duas em operação é de 8,1 mbbl/d. Em 2019, fornecemos 6% da demanda brasileira de biodiesel, segundo a ANP.

Principais Ativos

	2019	2018	2017
Biocombustível			
Unidades de produção de biodiesel	5(1)	5(1)	5(1)
Capacidade de produção de biodiesel (mbbl/d)	22,1(1)	18,2(1)	18,2(1)

(1) Inclui capacidade total de produção em duas plantas nas quais detemos 50% de participação através do BSBIOS Sul Brasil, bem como a capacidade de Quixadá, que está em hibernação.

NOSSOS NEGÓCIOS

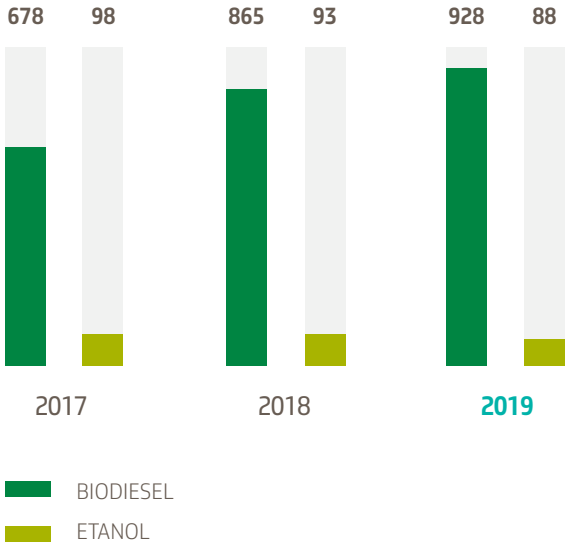
EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Com relação aos desinvestimentos, em novembro de 2019 a venda de participação de 50% da PBIO na Belém Bioenergia Brasil ("BBB"), para Galp Bioenergy B.V., que detém os outros 50% de participação na empresa, foi concluída. Também anunciamos a venda da participação de 100% da PBIO na Bioóleo Industrial e Comercial S.A. ("Bioóleo").
Essa participação representou 6,07% das ações da Bioóleo, e foi vendida para a 2H Participações Societarias EIRELI, que detém a outra participação de 93,93% na empresa.
Além disso, a PBIO está no processo de alienar sua participação no BSBIOS. Em janeiro de 2020, anunciamos o início da fase não vinculante relacionada à venda planejada pelo PBIO, a subsidiária integral da BSBIOS, de todas as suas ações da BSBIOS.

Para mais informações sobre nossos desinvestimentos, consulte "Gestão de Portfólio"neste relatório anual.

De acordo com nosso Plano Estratégico 2020-2024, nós decidimos sair do mercado de produção de biodiesel e etanol. No entanto, estamos trabalhando para produzir diesel renovável e BioQav, em resposta às políticas de sustentabilidade da matriz energética brasileira. Entramos em várias transações estratégicas para esse fim.

Produção de biocombustíveis* (mil m³)



* Incluí 100% do volume de nossas afiliadas.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Gás e Energia

Visão geral

Processamos o gás produzido em nossos campos de petróleo em nossas unidades de processamento de gás natural ("UPGNs"), que têm capacidade para tratar 105,12 milhões de m³/d de gás natural no Brasil. Comercializamos esse gás natural, juntamente com o gás importado da Bolívia e o GNL adquirido no mercado global, para diversos consumidores e para as usinas termelétricas.

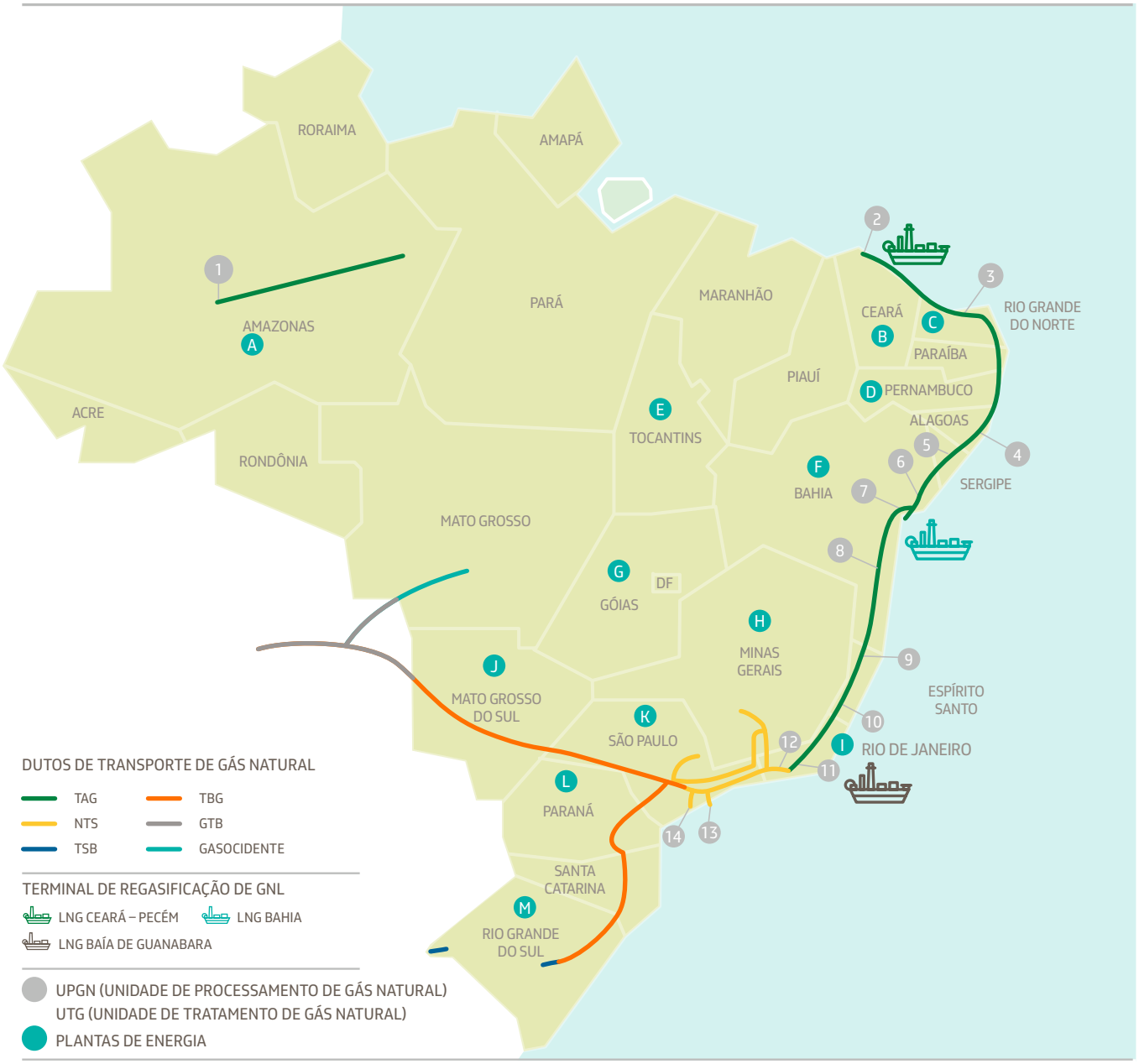
Também atuamos na geração e venda de energia elétrica através de usinas termelétricas movidas a gás natural, óleo diesel e óleo combustível.

Principais Ativos

	2019	2018	2017
Gás Natural			
Gasodutos no Brasil (km)	9.190	9.190	9.190
Unidades de processamento	22	23	23
Brasil	19	20	20
Bolívia	3	3	3
Capacidade de processamento (milhões m³/dia)	149	149	149
Brasil	105	105	105
Bolívia	44	44	44
Terminais de regaseificação	3	3	3
Capacidade de regaseificação (milhões m³/dia)	47	47	41
Energia			
Número de usinas termelétricas	20	20	20
Capacidade instalada (mil MW)	6,1	6,1	6,1

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110



A JARAQUI NG
JARAQUI FO
TAMBAQUI NG
TAMBAQUI FO
MANAUARA

B TERMOCEARÁ

C VALE DO AÇU
PARQUE EÓLICO GUAMARÉ
MANGUE SECO 1
MANGUE SECO 2
MANGUE SECO 3
MANGUE SECO 5
ALTO DO RODRIGUES

D SUAPE II
TERMOCABO

E ÁGUA LIMPA
AREIA

F TERMOBAHIA
TERMOCAMAÇARI
BAHIA I
AREMBEPE
MURICY I

G GOIÂNIA II

H IBIRITÉ
JUIZ DE FORA

I BAIXADA FLUMINENSE
SEROPÉDICA
TERMORIO
TERMOMACAÉ

J TRÊS LAGOAS

K CUBATÃO
NOVA PIRATININGA
PIRATININGA

L ARAUCÁRIA

M CANOAS

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Gás Natural

Nosso segmento de Gás e Energia compreende processamento, transmissão e distribuição de gás, regaseificação de GNL (Ceará, Bahia e Rio de Janeiro) e geração de energia a gás, óleo e combustível *flex*.

A estratégia do segmento de Gás e Energia é:

- otimizar nosso portfólio termoelétrico, priorizando o autoconsumo e a comercialização de gás natural próprio;
- atuar de forma competitiva, com foco na comercialização de gás natural próprio; e
- sair completamente dos negócios de distribuição e transporte de gás natural.

Processamento de Gás Natural

Processamento > Logística > Comercialização > Distribuição

O gás natural de nossas atividades de exploração e produção precisa passar por unidades de processamento para ser transformado em produtos comercializáveis. Esses produtos servem como combustível e matéria-prima para diferentes aplicações, como veicular, industrial e residencial, bem como utilização na indústria de fertilizantes e na geração de energia termoelétrica.

Nossas UPGNs estão localizadas nos estados do Amazonas, Ceará, Rio Grande do Norte, Alagoas, Sergipe, Bahia, Espírito Santo, Rio de Janeiro e São Paulo, no Brasil, e na Bolívia, onde temos capacidade para processar gás natural em suas formas gasosas e condensadas.

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

OUR BUSINESS

A capacidade atual de processamento e produção de nossas UPGNs no Brasil é:

Capacidade de processamento e produção de nossas UPGNs no Brasil

				2019			2018			2017		
	Localização	Número de unidades	Capacidade de processamento 2019	Gás Natural não processado	Gás Natural processado	GLP	Gás Natural não processado	Gás Natural processado	GLP	Gás Natural não processado	Gás Natural processado	GLP
			(milhões m³/d)	(milhões m³/d)	(milhões m³/d)	(mil t/d)	(milhões m³/d)	(milhões m³/d)	(mil t/d)	(milhões m³/d)	(milhões m³/d)	(mil t/d)
UTGCAB	Rio de Janeiro	1	24,60	23,37	17,35	0,71	22,15	17,85	0,61	23,42	18,68	0,78
UTGCA	São Paulo	1	20,00	14,68	14,03	0,70	11,47	10,95	0,47	14,51	13,82	0,57
UTGC	Espírito Santo	1	16,61	4,89	4,36	0,82	6,41	5,83	0,92	7,52	6,92	1,01
UTGSUL	Espírito Santo	1	2,50	0,58	0,57	-	1,01	0,96	-	1,34	1,32	-
REDUC	Rio de Janeiro	1	5,00	1,46	1,02	0,06	1,02	0,71	-	1,05	0,73	-
RPBC	São Paulo	1	2,00	0,46	0,43	-	0,52	0,37	-	0,73	0,51	-
LUBNOR	Ceará	1	0,35	-	-	-	-	-	-	-	-	-
URUCU	Amazonas	4	12,10	12,10	11,56	1,21	12,32	11,45	1,26	11,64	10,84	1,16
GUAMARÉ	Rio Grande do Norte	3	6,10	1,36	1,25	0,15	1,45	1,34	0,16	1,57	1,45	0,18
PILAR	Alagoas	1	1,98	1,24	1,19	0,07	1,40	1,34	0,10	1,40	1,34	0,09
ATALAIA	Sergipe	1	2,98	0,78	0,73	0,06	0,83	0,76	0,08	1,05	0,96	0,10
CATU	Bahia	1	1,95	1,57	1,45	-	1,71	1,58	-	1,80	1,67	-
CANDEIAS	Bahia	1	2,95	-	-	-	-	-	-	0,01	-	-
EVF MANATI	Bahia	1	6,00	3,54	-	-	4,80	-	-	4,77	-	-
TOTAL		**19**	**105,12**	**66,33**	**53,95**	**3,78**	**65,09**	**53,16**	**3,60**	**70,81**	**58,25**	**3,89**

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

VOLUME TOTAL MÉDIO DE GÁS NATURAL PROCESSADO EM NOSSAS UNIDADES

milhões de m³/d

2019
66,3

2018 65,1
2017 70,7

2% maior que 2018

Após o processamento do gás natural, os principais produtos foram:

GÁS NATURAL PROCESSADO*

milhões de m³/d

2019
54,0

2018 53,0
2017 58,1

GLP

mil t/d

2019
3,8

2018 3,6
2017 3,9

* Além do mercado consumidor, parte do volume de gás processado é destinado a reinjeção em áreas isoladas e consumo nas próprias unidades de processamento.

Além do gás natural produzido no Brasil, também recebemos gás natural da Bolívia através de gasoduto e gás natural liquefeito, importado de outros países em navios especiais e regaseificados em terminais no Brasil.

O volume médio total de gás natural importado da Bolívia:

2019
14,60

2018 17,02
2017 19,48

14% menor que em 2018

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Logística

Utilizamos um sistema de gasodutos para transportar gás natural de plantas de processamento, terminais de regaseificação e fronteira com a Bolívia aos distribuidores locais, bem como para o consumo interno de nossas unidades. O Brasil possui um sistema integrado de gasodutos centrado em torno de duas principais redes de gasodutos interligados, uma ligação de gasoduto com a Bolívia e um gasoduto isolado na região norte do Brasil.

Nossa participação nas empresas de transporte de gás no Brasil

Empresa	Extensão do Gasoduto (km)	Nossa participação	Demais sócios
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil S.A ("TBG")	2.593	51%	BBPP Holdings Ltda. (29%); YPFB Transporte S.A. (12%); GTB – TBG Holdings S.A.R.L. (8%)
Transportadora Associada de Gás S.A. ("TAG")	4.504	10%	Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ) (31,50%); GDF International (GDI) (29,25%); Engie Brasil Energia S.A. (EBE) (29,25%)
Nova Transportadora do Sudeste S.A. ("NTS")	2.043	10%	Nova Infraestrutura Fundo de Investimento em Participações (FIP) (82,35%); Investimentos Itaú S.A. (Itaúsa) (7,65%)
Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. ("TSB")	50	25%	Ipiranga Produtos de Petróleo S.A. (25%); Total Gas and Power Brasil (25%); Tucunaré Empreendimentos e Participações Ltda. (25%)
TOTAL	**9.190**	**-**	

Em junho de 2019, vendemos 90% de nossa participação na Transportadora Associada de Gás S.A. ("TAG") para o grupo formado pela ENGIE e o fundo canadense Caisse de Dépôt et Placement du Québec ("CDPQ").

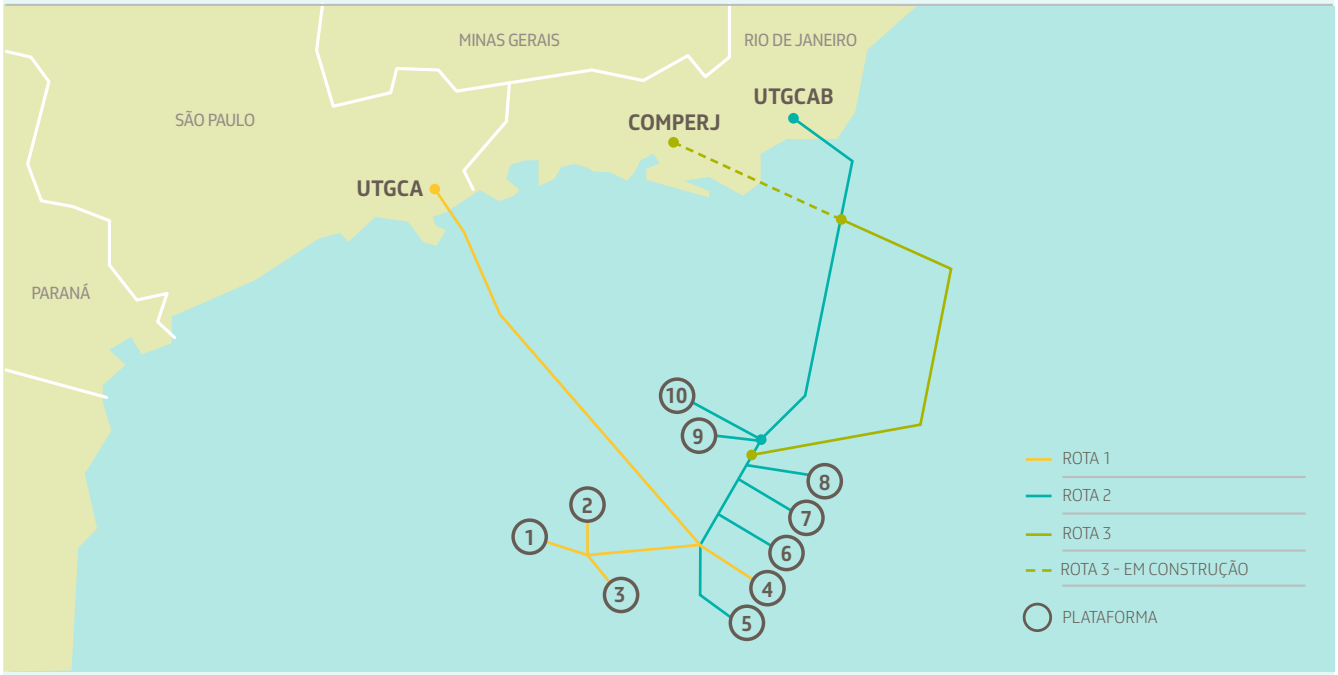
Para mais informações sobre nossos desinvestimentos, consulte "Gerenciamento de portfólio" neste relatório anual.

Além disso, fora do Brasil, detemos uma participação de 11% na Gás Transboliviano S.A. ("GTB"), responsável pelo lado boliviano de gasoduto Bolívia-Brasil, medindo 557 km.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Gás do Pré-Sal



ROTA 1 E GASMEX UTGCA — EXTENSÃO 359 Km — CAPACIDADE 20 MM m³/d

1 **FPSO CIDADE DE CARAGUATATUBA** LAPA
2 **FPSO CIDADE DE ILHABELA** SAPINHOÁ NORTE
3 **FPSO CIDADE DE SÃO PAULO** PILOTO SAPINHOÁ
4 **FPSO CIDADE DE ANGRA DOS REIS** PILOTO LULA

ROTA 2 UTGCAB — EXTENSION 401 Km — CAPACIDADE 20 MM m³/d

5 **P-66** LULA SUL
6 **FPSO CIDADE DE SAQUAREMA** LULA CENTRAL
7 **FPSO CIDADE DE MARICÁ** LULA ALTO
8 **FPSO CIDADE DE PARATY** LULA NORDESTE
9 **FPSO CIDADE DE MANGARATIBA** IRACEMA SUL
10 **FPSO CIDADE DE ITAGUAÍ** IRACEMA NORTE

ROTA 3 UTGCOMPERJ — EXTENSÃO 355 Km — CAPACIDADE 18 MM m³/d

Para escoar o gás natural de nossa produção da Bacia de Santos pólo do pré-sal, além de usar parte da infraestrutura existente, investimos na construção de rotas de fluxo integradas às unidades de processamento, que buscam otimizar o uso de gás natural. Investimos nas seguintes rotas de fluxo:

ROTA 1 E GASMEX: O gasoduto de 359 km consiste em dois trechos: Rota 1, trecho Lula-Plataforma de Mexilhão, com capacidade para vazão de até 10 milhões de m³/d e o trecho que liga o GASMEX – Mexilhão para a Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato, na cidade de Caraguatatuba, no estado de São Paulo, com capacidade para até 20 milhões de m³/d de gás produzido no pré-sal da Bacia de Santos. Nós possuímos 65% da Rota 1, a Shell possui 25% e a Petrogal possui o restante 10%.

ROTA 2: O oleoduto de 401 km liga o pré-sal da Bacia de Santos ao Ativo de processamento UTGCAB, na cidade de Macaé, no estado do Rio de Janeiro. Tinha uma capacidade inicial de vazar até 13 milhões de m³/d, depois aumentou para 16 milhões de m³/d. Em julho de 2019, a ANP autorizou a gasoduto para operar com 20 milhões de m³/d. Nós possuímos 65% da Rota 2 Lula – Cernambi, a Shell possui 25% e a Petrogal os 10% restantes. Nós possuímos 55% da Rota 2 Cernambi-TECAB, a Shell possui 25%, a Petrogal possui 10% e a Repsol possui os 10% restantes.

ROTA 3: Esse gasoduto de 355 km conectará o pré-sal à planta de processamento de gás natural localizada em Itaboraí, no estado do Rio de Janeiro, para o escoamento de até 18 milhões m³/d. Trezentos e sete km do oleoduto estarão na costa e 48 km em terra. A planta de processamento de gás natural terá duas unidades com capacidade total de processamento 21 milhões de m³/d de gás natural, o que aumentará a oferta de gás natural, GLP e gasolina natural (C5+) ao mercado. A Rota 3 está programada para iniciar em 2021. Nós possuímos 100% da Rota 3.

Unidades recentemente instaladas e futuras no pré-sal da Bacia de Santos serão progressivamente conectadas à Rota 2 (P-66, P-74, P-69, P-68, P-76) e à Rota 3, uma vez em operação (P-67, P-75, P-77, P-70, FPSO Carioca e FPSO Almirante Barroso). Todos os projetos poderão fluir através de qualquer uma das três rotas de escoamento assim que o sistema esteja totalmente implementado.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Comercialização

Processamento > Logística > **Comercialização** > Distribuição

O volume de gás natural consumido pela indústria, geração de energia elétrica a gás, comercialização e distribuição em 2019 foi de 76,5 milhões de mm³/d, representando um pequeno aumento de aproximadamente 1,5% em relação a 2018. Esse aumento é atribuível principalmente a uma maior geração de energia de centrais elétricas a gás.

Em 2019, o consumo de gás natural por nossas refinarias e as plantas de fertilizantes diminuiu 9% em relação a 2018. Essa redução é principalmente atribuível à recente hibernação de nossas fábricas de fertilizantes.

Abaixo, apresentamos nossas fontes e consumo em 2019:

FONTES

OFERTA TOTAL
GÁS NATURAL

50,4
milhões m³/d
originado de produção brasileira

17,9
em 2019
milhões m³/d
Importado da Bolívia

8,2
milhões m³/d
As importações de GNL estavam sujeitas a regaseificação nos terminais de GNL em Pecém (CE), na Baía de Guanabara (RJ) e na Bahia (BA).

CONSUMO

NÓS FORNECEMOS
milhões de m³/d

Uma média de
76,5
gás natural

13,6
para o consumo interno de nossas unidades

62,9
para o mercado

NÓS VENDEMOS

Através de
38
acordos

19
companhias de distribuição

tanto para o segmento termoelétrico, quanto ao segmento não térmico, incluindo unidades de cogeração. Além disso, servimos dois consumidores livres.

VOLUME TOTAL ENTREGUE
milhões de m³/d

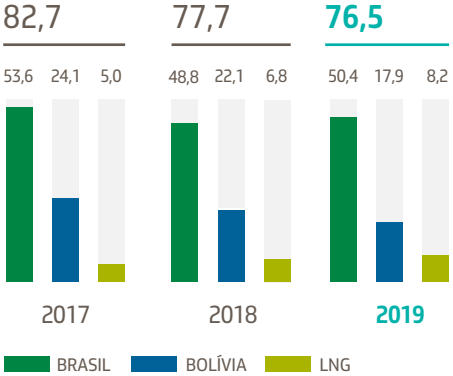
Nós entregamos
23,7
para o mercado termelétrico (inclui nossas unidades e terceiros)

13,6
às unidades de refino e fabricantes de fertilizantes

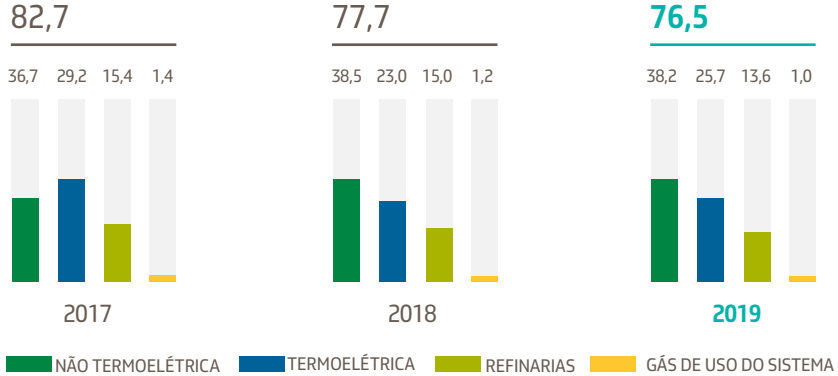
38,2
aos distribuidores de gás para fornecimento do mercado não-termoelétrico

1,0
foi consumido pelos transportadores de gás contratados por nós para a prestação de serviços de transporte.

OFERTA DE GÁS NATURAL (milhões m³/day)



DEMANDA DE GÁS NATURAL (milhões m³/day)



NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Em relação às mudanças no mercado brasileiro de gás, em julho de 2019, assinamos um acordo com o CADE, que consolida nossos entendimentos entre as partes sobre a promoção da concorrência no setor de gás natural no Brasil. Esse acordo inclui a venda de participações em empresas de transporte e distribuição de gás e, entre outros assuntos, aumenta a flexibilidade para que terceiros tenham acesso a nossas plantas de processamento e liberem capacidade em certos contratos de transporte de gás do qual fazemos parte. O objetivo do contrato é preservar e proteger as condições competitivas, visando abrir as portas do mercado brasileiro de gás natural, incentivando a entrada de novos agentes nesse mercado e suspendendo procedimentos administrativos estabelecido pelo tribunal do CADE para investigar nosso negócio de gás natural.

Abertura so mercado de gás

Cumprimento total dos compromissos firmados com o CADE, antecipando os prazos inicialmente acordados.

AÇÕES COMPLETAS

JUL/19 Fim dos contratos exclusivos de transporte de gás natural

SET/19 Execução do Acordo de compromisso com a ANP no âmbito da chamada pública da TBG

DEZ/19 Minuta do contrato de serviços de processamento de unidades de tratamento de gás disponibilizada

Contrato de Transição sob o contrato de fornecimento de gás natural com a YPFB

Divulgação do teaser para vender 10% participação na TAG

JAN/20 Nomeação de membro independente do Conselho de Administração da TAG, TBG, Gaspetro, NTS e TSB

Contratação de um administrador de monitoramento para rastrear cumprimento dos termos do CADE

FEB/20 Divulgação do teaser para a venda completa de nossa participação de 51% na Petrobras Gás S.A. (“Gaspetro”)

MAR/20 Conclusão da negociação com a YPFB para alterar as condições comerciais em relação à aquisição de gás natural

AÇÕES EM PROGRESSO 2020 E 2021

- Processo de locação do Terminal de Regaseificação na Bahia começou
- Venda de uma participação de 10% na TAG e NTS
- Definição do modelo para desinvestimento total na TBG
- Negociação de acesso ao fluxo de gás para contratação de capacidades firmes
- Negociação de acesso às estações de tratamento de gás

Para mais informações sobre o acordo com o CADE, consulte “Gestão de Portfólio” neste relatório anual.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Contratos de venda de gás natural e compromissos de compra de gás e transporte a longo prazo

Vendemos nosso gás principalmente para empresas locais de distribuição de gás e para usinas movidas a gás, geralmente com base em contratos de fornecimento de longo prazo. Isso representa 70% do volume total de demanda. As fórmulas de preços sob esses contratos estão alinhadas principalmente com os preços do petróleo. Além disso, temos vários contratos de vendas projetados para criar flexibilidade adequando a demanda dos clientes às nossas capacidades de fornecimento de gás. Isso inclui contratos de venda de gás interrompíveis a longo prazo.

Em 2019, renegociamos alguns contratos de vendas de gás natural a longo prazo existentes com empresas locais de distribuição para promover ajustes nas condições comerciais sob medida para as demandas específicas do mercado. Nós finalmente negociamos com 14 distribuidoras locais que representam 79% do mercado de gás natural não termoelétrico que foram renegociados pela nova política de gás. As renegociações continuarão em 2020 com quatro empresas locais de distribuição, usando os mesmos ajustes em condições comerciais adaptadas às demandas específicas do mercado que realizamos com as outras empresas em 2019.

Quando iniciamos a construção do gasoduto Bolívia-Brasil ("GASBOL") em 1996, entramos em um contrato de longo prazo para o fornecimento de gás ("GSA"), com a empresa estatal boliviana Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos ("YPFB"), para comprar determinados volumes mínimos de gás natural a preços atrelados ao preço global do óleo combustível até 2019. O contrato pode, a partir de então, ser estendido até que todo o volume contratado seja entregue pela YPFB. Atualmente, estimamos que o acordo será estendido pelo menos até março de 2024, nos termos existentes.

Em dezembro de 2019, assinamos um contrato de transição com a YPFB sob o GSA que define um período de transição (de 1 de janeiro de 2020 a 10 de março de 2020), durante o qual continuaremos o processo de negociação em andamento. Nosso objetivo é mudar certas condições comerciais de acordo com o processo de abertura do mercado brasileiro de gás natural e o novo contexto do mercado boliviano.

Após o acordo de transição, em março de 2020, nós e a YPFB assinamos uma nova emenda ao GSA que se refere ao volume de gás inicialmente contratado que ainda não foi entregue pela YPFB até 31 de dezembro de 2019. Esta alteração fornece pelas reduções (i) da obrigação de fornecimento da YPFB do volume atual de 30,08 milhões de m³/d para 20 milhões de m³/d e (ii) nossa obrigação de pegar ou pagar do volume atual de 24,06 milhões de m³/d (base anual) a 14 milhões de m³/d (base diária), sem nenhuma alteração na fórmula do preço do gás, permitindo assim que o volume excedente de gás natural seja comercializado diretamente pela YPFB com outros agentes de mercado no Brasil.

Portanto, a execução dessa emenda reafirma o compromisso da Petrobras com a abertura do mercado de gás natural brasileiro estimulando sua concorrência, incentivando novos agentes a entrar no mercado.

No lado boliviano da GASBOL, enquanto a YPFB tem obrigações de remetente, concordamos em pagar, em nome da YPFB, os valores relacionados a 24 milhões de m³/d diretamente ao GTB até 2019 e 6 milhões de m³/d pré-pagos até 2039.

No lado brasileiro do GASBOL, após 2020, haverá 12 milhões de m³/d de volume restante relacionado ao gás boliviano e 5,2 milhões de m³/d relacionados à capacidade extra entre Paulínia, no estado de São Paulo, e Araucária, no estado do Paraná. Qualquer capacidade adicional deve ser contratada através de um processo público conduzido pela ANP, de acordo com Lei brasileira.
Em dezembro de 2019, a ANP aprovou a retomada do processo de chamada pública da ANP em janeiro de 2019, autorizando Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. ("TBG") para divulgar o resultado da etapa de proposta garantida e a assinatura de contratos de serviços de transporte. A TBG contratou para os anos 2020 e 2021, respectivamente, 18 milhões de m³/d e 8 milhões de m³/d.

Nossas obrigações de volume sob os acordos de remessa ou pagamento firmados com GTB e TBG foram originalmente projetados para corresponder às nossas obrigações de compra de gás sob o GSA até 2019. Devido ao contrato de transição sob o GSA, os acordos de envio ou pagamento firmados com o GTB duram até 10 de março de 2020.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

A tabela abaixo mostra esses compromissos contratuais sob os acordos acima para o período de cinco anos a partir de 2020 até 2024.

Compromissos futuros sob contratos de venda de gás natural, milhões m³/d

	2020	2021	2022	2023	2024
Para empresas locais de distribuição de gás:					
Partes Relacionadas[1]	17,27	9,04	1,59	1,34	1,34
Terceiros	21,33	18,66	8,17	7,35	7,33
Para usinas de energia a gás:					
Partes Relacionadas[1]	2,80	2,96	2,99	3,26	3,02
Terceiros	9,26	8,50	10,49	11,04	9,71
Total[2]	50,66	39,15	23,24	22,99	21,40
Estimated amounts to be invoiced (US$ billion)[3][4]	5,07	4,46	2,28	2,01	1,79
Compromisso de compra					
Compromissos de compra com a YPFB					
Obrigações de volume (mmm³/d)[5]	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00
Obrigações de volume (mmcf/d)[5]	495,00	495,00	495,00	495,00	495,00
Projeção de óleo bruto Brent (US$)[6]	65,21	65,00	65,00	65,00	-
Pagamentos estimados (US$ milhões)[7]	931,73	851,34	806,18	827,48	848,57
Compromisso de transporte					
Contratos *Ship-or-pay* contract com GTB					
Compromisso de volume (mmm³/d)	6,00 [12]	6,00	6,00	6,00	6,00
Compromisso de volume (mmcf/d)	211,89	211,89	211,89	211,89	211,89
Pagamentos estimados (US$ milhões)[8][9]	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
Contratos *Ship-or-pay* com TBG [11]					
Compromisso de volume (mmm³/d)	51,71[13]	27,02[13]	11,20	11,20	11,2
Compromisso de volume (mmcf/d)	1.826,08	954,21	395,53	395,53	395,53
Pagamentos estimados (US$ milhões)[8]	385,10	210,80	13,05	13,16	13,27
Contratos *Ship-or-pay* com NTS [11]					
Compromisso de volume (mmm³/d)	158,21	158,21	158,21	158,21	158,21
Compromisso de volume (mmcf/d)	5,587,01	5,587,01	5,587,01	5,587,01	5,587,01
Pagamentos estimados (US$ milhões)[8]	1,270,13	1,305,26	1,319,18	1,329,82	1,337,00
Contratos *Ship-or-pay* com TAG [11]					
Compromisso de volume (mmm³/d)	74,28	73,58	73,58	73,58	73,58
Compromisso de volume (mmcf/d)	2,623	2,598	2,598	2,598	2,598
Pagamentos estimados (US$ milhões)[8]	1.536,40	1.590,43	1.607,39	1.620,36	1.629,11

(1) Para os fins desta tabela, "partes relacionadas" inclui todas as empresas locais de distribuição de gás e usinas de geração de energia nas quais temos participação societária e "terceiros" se referem àquelas em que não temos participação societária.
(2) Os volumes estimados são baseados em contratos de "pegar ou pagar e enviar ou pagar" em nossos contratos, volumes esperados e contratos em negociação (incluindo renovações de contratos existentes), não vendas máximas.
(3) As estimativas são baseadas em vendas externas e não incluem consumo ou transferências internas. Os preços podem ser ajustados no futuro, de acordo com a fórmula definida no contrato, e os valores reais podem variar.
(5) 23,95% do volume contratado fornecido pela Petrobras Bolívia.
(6) Previsão de preço do petróleo Brent com base em nosso plano estratégico 2020-2024.
(7) Os pagamentos estimados são calculados usando os preços do gás esperados para cada ano, com base em nossa previsão de preços do petróleo brent. Os preços do gás podem ser ajustados no futuro com base em cláusulas contratuais e as quantidades de gás natural compradas por nós podem variar anualmente.
(8) Valores calculados com base nos preços atuais definidos nos contratos de transporte de gás natural.
(9) Não há pagamentos estimados para 2020 devido ao pagamento antecipado do contrato TCO-Bolívia.
(10) Inclui contratos de remessa ou pagamento relacionados ao aumento de capacidade da TBG.
(11) Empreendemos processos de desinvestimento da TAG em 2019. Os contratos de entrega ou pagamento apresentados com TBG, NTS e TAG não estão incluídos em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, uma vez que esses contratos são transações entre empresas.
(12) Os contratos TCQ Bolívia e TCX Bolívia foram prorrogados até 20 de março de 2020.
(13) A soma dos contratos ponto a ponto herdados (TCO, TCX e CPAC) foi considerada com os novos contratos de entrada e saída, objeto da chamada pública nº 001/2019.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Distribuição

As distribuidoras fornecem gás através de suas redes de distribuição para estabelecimentos comerciais, residências, indústrias, veículos e usinas termelétricas.

Em fevereiro de 2020, lançamos o teaser da venda total de nossa participação de 51% na Petrobras Gás S.A. ("Gaspetro"). A Gaspetro é uma holding que consolida nossas participações societárias em 19 das 27 distribuidoras estaduais de gás natural, e a Mitsui detém os 49% restantes. Além disso, detemos uma participação de 37,5% na Petrobras Distribuidora, que opera a distribuição de gás natural no estado do Espírito Santo. Em 2019, do total de 38,16 mmm³/d de gás vendido às distribuidoras, 46% foram distribuídos através de distribuidoras cuja participação é parcialmente detida pela Gaspetro.

No Uruguai, por meio da Petrobras Uruguay S.A. de Inversión, mantivemos, até setembro de 2019, participação em duas empresas no negócio de distribuição de gás natural, responsável pela distribuição de gás natural em todo o Uruguai. Devido à falta de viabilidade econômica, devolvemos as concessões de distribuição de gás natural ao Estado uruguaio através da transferência de ações dos distribuidores. Em 2018, essas duas empresas venderam 162.000 m³/d para 59.000 clientes. Nos três primeiros trimestres de 2019, eles venderam 166.000 m³/d para 59.000 clientes.

Energia

As necessidades brasileiras de eletricidade são atendidas principalmente pelas usinas hidrelétricas de energia e outras fontes de energia (eólica, carvão, nuclear, óleo combustível, óleo diesel, gás natural usado em termelétricas e outras). O Ambiente de Marketing Livre ("ACL") e o Ambiente de Marketing Regulamentado ("ACR") estão envolvidos na regulamentação do mercado de energia elétrica no Brasil.

Usinas hidrelétricas dependem do nível anual de precipitação. Quando a chuva é abundante, as usinas hidrelétricas brasileiras geram mais eletricidade. Como resultado, nessas circunstâncias há menos demanda por geração de energia por usinas termelétricas.

Geramos e vendemos energia elétrica de um parque gerador composto por 20 usinas termelétricas que possuímos ou temos arrendamento mercantil, operando sob o regime de autorização como produtor independente de energia.

Eles são alimentados por gás natural, diesel ou óleo combustível, com uma capacidade instalada total de 6.148 MW. Essas plantas são projetadas para complementar a energia das usinas hidrelétricas.

Em 2019, o total de eletricidade gerada no Brasil, de acordo com o ONS, foi de 67.763 MW méd. Nossas usinas de energia termoelétrica contribuíram com 2.028 MW méd (2.205 MW méd em 2018 e 3.165 MW méd em 2017). Isso ocorreu devido ao aumento no armazenamento dos reservatórios que abastecem as usinas hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional (como resultado favorável de chuvas ao longo do ano).

Também possuímos usinas com geração por fontes renováveis. Além disso, mantemos participação em outros projetos. Isso adiciona 316 MW à nossa capacidade de geração de eletricidade.

Vendas e geração de eletricidade[1]

	2019	2018	2017
Vendas de eletricidade (ACL) – médio MW[2]	1.168	1.231	1.212
Vendas de eletricidade (ACR) – médio MW	2.788	2.788	3.058
Geração de eletricidade – médio MW	2.028	2.205	3.165

(1) O valor de geração na tabela acima inclui apenas as usinas em que gerenciamos a operação.
(2) Inclui vendas de eletricidade do segmento Gás e Energia para outros segmentos operacionais, serviços e outras receitas de empresas de eletricidade.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Vendas de eletricidade e compromissos para capacidade de geração futura

Sob o regime de precificação de energia do Brasil, uma usina termelétrica só pode vender eletricidade certificada pelo MME e que corresponde a uma fração de sua capacidade instalada. O certificado é concedido para garantir uma venda constante de capacidade ao longo dos anos para cada usina, dado seu papel no sistema brasileiro de suplementar a energia hidreletrica durante períodos de chuvas desfavoráveis. A quantidade de capacidade certificada para cada usina é determinada por sua capacidade esperada de gerar energia ao longo do tempo.

A capacidade total certificada pela MME (garantia física) pode ser vendida por meio de contratos de longo prazo em leilões de energia para empresas de distribuição (disponibilidade em espera) e através de contratos bilaterais assinados com clientes livres e usados para atender as necessidades de energia de nossas próprias instalações.

Em troca da venda dessa capacidade certificada, as usinas termelétricas devem produzir energia sempre que solicitado pelo ONS. Além do pagamento da capacidade, as usinas termelétricas também recebem reembolso por custos variáveis (declarados pelo MME para calcular a capacidade comercial certificada) incorrida sempre que solicitada a geração de eletricidade.

Em 2019, a capacidade comercial certificada pelo MME para todas as usinas termelétricas que controlamos foi de 3.770 MW méd. Nossa capacidade total de geração foi de 6.148 MW médio. Do total de 4.161 MW médio de capacidade comercial disponível para venda em 2019, aproximadamente 67% foram vendidos como disponibilidade em leilões públicos no mercado regulamentado (comparado a 59% em 2018) e aproximadamente 28% foram comprometidos sob contratos bilaterais e autoprodução, ou seja, vendas a partes relacionadas, comparado a 26% em 2018.

Sob os termos dos contratos de disponibilidade em espera, recebemos um valor fixo, independentemente de gerar ou não energia. Além disso, sempre que precisamos fornecer energia sob esses contratos, recebemos um pagamento adicional pela energia entregues definidos na data do leilão e revisados mensalmente ou anualmente, com base em índices de preços de combustíveis internacionais ajustados pela inflação.

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

Capacidade e utilização de energia instalada

	2019	2018	2017
Capacidade instalada (MW)	6.148	6.148	6.148
Capacidade comercial certificada (MW méd)	3.770	3.900	4.040
Compras no mercado livre (MW méd)	391	821	888
Capacidade comercial disponível (Lastro) (MW méd)	4.161	4.720	4.928

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

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

Volume de eletricidade vendido (MMWavg)

	2019	2018	2017
Compromissos de venda total	3.958	4.020	4.270
Contratos bilaterias	812	832	788
Consumo interno	356	399	424
Leilões públicos para empresas de distribuição	2.788	2.788	3.058
Volume de geração	2.028	2.205	3.165
Receitas (US$ milhões)(1)	2.334	3.066	4.162

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

Nossos ativos de energia e seus respectivos locais estão listados na tabela abaixo.

Nossos ativos de energia (MW)

		Tipo	Região	Usina elétrica	Combustível	Capacidade instalada	Participação	Capacidade Petrobras	Demais sócios
Gestão Petrobras (própria, arrendamento ou controlada)	1	UTE	Sudeste/ Centro-Oeste	Ibirité	NG	226	100%	226	-
	2			Baixada Fluminense	NG	530	100%	530	-
	3			Seropédica	NG/DO	386	100%	386	-
	4			Cubatão	NG	219	100%	219	-
	5			Nova Piratininga	NG	386	100%	386	-
	6			Piratininga	NG	190	100%	190	-
	7			Termorio	NG	1.058	100%	1.058	-
	8			Juiz de Fora	NG/ET	87	100%	87	-
	9			Três Lagoas	NG	386	100%	386	-
	10			Termomacaé	NG	923	100%	923	-
	11		Sul	Canoas	DO/NG	249	100%	249	-
	12		Nordeste	Termobahia	NG	186	100%	186	-
	13			Vale do Açu	NG	323	100%	323	-
	14			Termocamaçari	NG	138	100%	138	-
	15			Termoceará	NG/DO	220	100%	220	-
	16			Bahia I	FO	32	100%	32	-
	17			Arembepe	FO	150	100%	150	-
	18			Muricy I	FO	147	100%	147	-
	19		Norte	Jaraqui NG	NG	76	93,66%	71	Breitener Jaraqui S.A. e Breitener Tambaqui S.A. detida a100% pela Breitener Energética – Petrobras: 93.66%; GGR Participações S.A.: 3.34%; Alcântara, Mendes & Cia: 1% Arcadis Logos Energia S.A.: 1%; Orteng Equipamentos e Sist. Ltda: 1%.
				Jaraqui FO	FO	81	93,66%	76	
	20			Tambaqui NG	NG	93	93,66%	87	
				Tambaqui FO	FO	63	93,66%	59	
	UTEs Gestão Petrobras					**6.148**	**100%**	**6.128**	
	21	VENTO	Nordeste	Parque Eólico Guamaré		2	100%	2	-
	22	PV	Nordeste	Solar Alto do Rodrigues		1	100%	1	-
	Subtotal Gestão Petrobras					**6.151**		**6.131**	

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

		Tipo	Região	Usina elétrica	Combustível	Capacidade instalada	Participação	Capacidade Petrobras	Demais sócios
Petrobras Participações	1	UTE	Sudeste/ Centro-Oeste	Goiânia II		145	30%	44	Enegen Participações S.A.: 70%; Petrobras: 30%
	2		Sul	Araucária	GN	484	18,80%	91	Copel: 20,3%; Copel GeT: 60,9%; Petrobras: 18,8%
	3		Nordeste	Suape II	OC	381	20%	76	Savana SPE Incorporação Ltda.: 80%, Petrobras: 20%
	4			Termocabo	OC	50	12%	6	Brasympe Energia S.A.: 60% (Petrobras has 20% of shareholding at Brasympe); EBRASIL S.A.: 24%; SZF Participações Ltda: 14%; OZ&M Incorporação Participação Ltda: 2%
	5		Norte	Manauara	GN/OC	85	52%	44	Petrobras: 40%; TEP: 60% (Petrobras has 20% of shareholding at TEP)
	6	VENTO	Nordeste	Mangue Seco 1		26	49%	13	Alubar Energia S.A.: 51%; Petrobras 49%
	7			Mangue Seco 2		26	51%	13	Eletrobrás: 49%; Petrobras: 51%
	8			Mangue Seco 3		26	49%	13	Wobben Windpower Industria e Comércio Ltda: 51%; Petrobras: 49%
	9			Mangue Seco 5		26	49%	13	Wobben Windpower Industria e Comércio Ltda: 51%; Petrobras: 49%
	10	PCH	Sudeste/ Centro-Oeste	Água Limpa		14	14%	2	TEP: 70% (Petrobras has 20% of shareholding at TEP); RPE - Produtora de Energia Elétrica Ltda: 30%
	11			Areia		11	14%	2	TEP: 70% (Petrobras has 20% of shareholding at TEP); RPE - Produtora de Energia Elétrica Ltda: 30%
Subtotal Petrobras Participações						**1.275**		**316**	
Total						**7.426**		**6.447**	

Nota: NG - Gás Natural; FO - Óleo Combustível; DO - Diesel Oil; ET - Etanol; PIE - Produtor Independente de Energia; UTE - Usina Termelétrica; PCH - Pequena Central hidrelétrica; PV - Fotovoitaica.

Contratos de nossa usina termelétrica no Ambiente de contrato Regulado (ou "ACR") e seus respectivos contratos de energia e data de vencimento do contrato estão listados na tabela abaixo.

Nossos contratos em ambiente de comercialização regulado (ACR)

Região	Usina elétrica	Potência contratada (MWavg)	Data de vencimento do contrato
Sudeste/ Centro-Oeste	Baixada Fluminense	416,4	2033
	Seropédica	336,0	2019 (58MW), 2023 (278MW)
	Cubatão	197,0	2019 (56MW), 2024 (141MW)
	Termorio	957,0	2019 (253MW), 2022 (352MW), 2024 (352MW)
	Três Lagoas	334,0	2019 (207MW), 2023 (127MW)
	Termomacaé	200,0	2025
Nordeste	Termoceará	141,0	2023 (64MW) e 2024 (77MW)
	Bahia I	5,0	2025
	Arembepe	101,0	2023
	Muricy I	101,0	2023

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Também investimos, de forma independente e em parceria com outras empresas, em fontes de geração de energia renovável no Brasil, incluindo o vento. Detemos participação indireta em duas pequenas centrais hidrelétricas (Areia e Água Limpa) através de nossa associada Termoelétrica Potiguar S.A. ("TEP"). Também possuímos uma unidade de usina de energia solar, a Unidade Fotovoltaica de Alto Rodrigues. Além disso, participamos em joint ventures em quatro usinas eólicas (Mangue Seco 1, 2, 3 e 4), dois deles (Mangue Seco 1, 2) em processo de desinvestimento. Nossa estratégia é maximizar o valor através de ativos de gestão de portfólio, mantendo investimentos em pesquisa e desenvolvimento em energia renovável. Para investir nessas áreas no futuro, planejamos investir US$ 70 milhões/ano em P&D para descarbonização e renováveis. A capacidade de geração de energia que possuímos (isoladamente e através de participações acionárias que detemos em empresas de energia renovável) é conforme segue:

- 3,6 MW de capacidade hidrelétrica,
- 1,1 MW de capacidade solar; e
- 51,5 MW de capacidade eólica, correspondendo a 49,5% de 104 MW de Mangue Seco 1, 2, 3 e 4.

Nós e nossos parceiros vendemos energia dessas usinas diretamente para o Governo Federal Brasileiro através de leilões.

Além disso, assinamos em 2018 um Memorando de Entendimento ("MoU") com a empresa norueguesa Equinor ASA ("Equinor"), para avaliar o desenvolvimento de um negócio conjunto no setor de energia eólica *offshore* no Brasil.

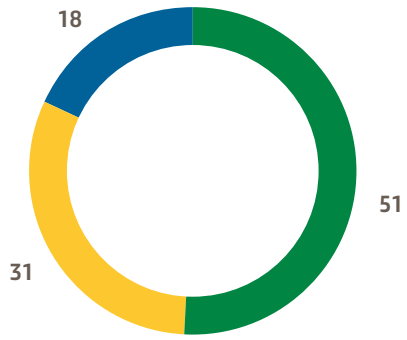
O MoU com a Equinor evoluiu para avaliar conjuntamente um futuro projeto eólico na Bacia de Campos, com financiamento de P&D.

Para mais informações sobre nosso processo de desinvestimento, consulte "Gerenciamento de portfólio".

Clientes e Concorrentes

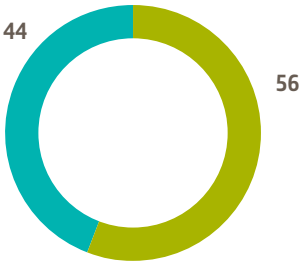
O gás natural é comercializado para 22 clientes, a maioria dos quais são distribuidoras. Toda a demanda por gás natural inclui nossas fontes não-termoelétricas, segmentos de termelétricas, refino e fertilizantes, bem como o consumo de transportadoras de gás natural contratadas por nós para a prestação de serviços de transporte.

Clientes de gás
(% vol)



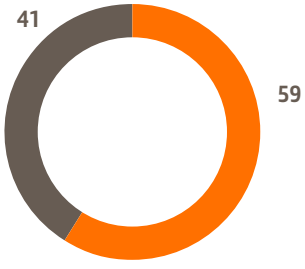
- SEGMENTO NÃO TERMOELÉTRICO
- SEGMENTO TERMOELÉTRICO
- REFINO E FERTILIZANTES

Segmento não termoelétricos
(% vol)



- DISTRIBUIDORAS
- DISTRIBUIDORAS COM PARTICIPAÇÃO NA PETROBRAS (VIA GASPETRO)

Segmento termoelétrico
(% vol)



- PLANTAS DE TERCEIROS
- PRÓPRIAS

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

No segmento de energia, operamos no mercado regulado (distribuidores de energia) e mercado livre (comercializadores de energia e consumidores livres/ grandes consumidores). Temos 142 clientes, dos quais 41 são distribuidores, 48 são empresas de marketing e 53 são consumidores livres. Todos os contratos são registrados na Câmara de Comércio, um agente do setor responsável pela liquidação e contabilização desses contratos.

Na comercialização de gás natural, atuamos como importadores e produtores nacionais que podem vender diretamente nosso produto aos distribuidores ou usinas termelétricas. Nós esperamos aumento da concorrência devido à nova regulamentação em discussão que visa melhorar o quadro regulamentar do setor de gás natural e estabelecer diretrizes para um novo design do mercado que permite a entrada de novos agentes no setor, a fim de promover a concorrência.

O transporte de gás natural também consiste em monopólio do Governo Federal Brasileiro. Não há nenhuma concorrência, uma vez que a área de atividade das transportadoras é dividida por região em todo o território nacional.

No segmento de distribuição de gás natural, operamos através de participação indireta em empresas estatais, onde cada distribuidor detém o monopólio de sua área de concessão e não há concorrência, uma vez que a constituição federal brasileira estabelece que o segmento de distribuição de gás natural só pode ser exercido através de concessão por autoridades públicas de cada estado.

Como mencionado anteriormente, em julho de 2019 assinamos um acordo com o CADE, que consolida entendimentos entre as partes na promoção da concorrência nos recursos naturais da indústria de gás no Brasil. Esse contrato inclui a venda de participações no transporte e distribuição de gás de empresas e, entre outras questões, aumenta a flexibilidade para terceiros terem acesso às nossas plantas de processamento e liberar capacidade em certos contratos de transporte de gás dos quais fazemos parte. O objetivo do acordo é preservar e proteger as condições competitivas, visando abrir o mercado brasileiro de gás natural, incentivando novos agentes a entrar nesse mercado, bem como suspender procedimentos administrativos estabelecidos pelo tribunal do CADE para investigar nosso negócio de gás natural.

No segmento de energia, operamos em geração e venda. Em geração, competimos com termelétricas de terceiros, bem como outros geradores com outras fontes de energia (hidrelétrica, eólica, solar). Em termos de comercialização, nós competimos com outros comercializadores de energia.

Fertilizantes

Temos duas plantas de fertilizantes no Brasil, uma localizada no estado da Bahia ("FAFEN-BA") e outra no estado de Sergipe ("FAFEN-SE") e uma subsidiária localizada no Paraná, Araucaria Nitrogenados S.A. ("ANSA"). Seus principais produtos são amônia e uréia. Juntas, essas plantas têm uma capacidade instalada de 1,852 milhão t/ano de uréia, 1,406 milhões de t/ano de amônia, 319.000 t/ano de sulfato de amônio e 800.000 t/ano de ARLA-32. A unidade de sulfato de amônio em Sergipe, no entanto, não operou em 2019. A maior parte de nossa produção de amônia é usada para produzir uréia e o excedente de produção é vendido principalmente no mercado brasileiro.

Continuamos, a seguir, nossa estratégia de deixar o segmento de fertilizantes e focar em ativos que geram maior retorno financeiro e são mais aderentes aos nossos negócios. Em 2019, hibernamos nossas fábricas localizadas na Bahia e em Sergipe e, depois disso, assinamos contratos de arrendamento com a Proquigel Química S.A. ("Proquigel Química"), uma empresa do Grupo Unigel, arrendando FAFEN-BA e FAFEN-SE por um valor total de R$ 177 milhões. Os contratos têm prazo inicial de 10 anos e podem ser prorrogados por mais 10 anos. As locações entrarão em vigor mediante aprovação do CADE e emissão de licenças de operação obrigatórias para a Proquigel Química.

Em janeiro de 2020, após nossas tentativas de vender a ANSA, nós aprovamos a hibernação dessas plantas fertilizantes. Com essa decisão, continuamos nossa estratégia de deixar o segmento de fertilizantes e focar em ativos que geram valor.

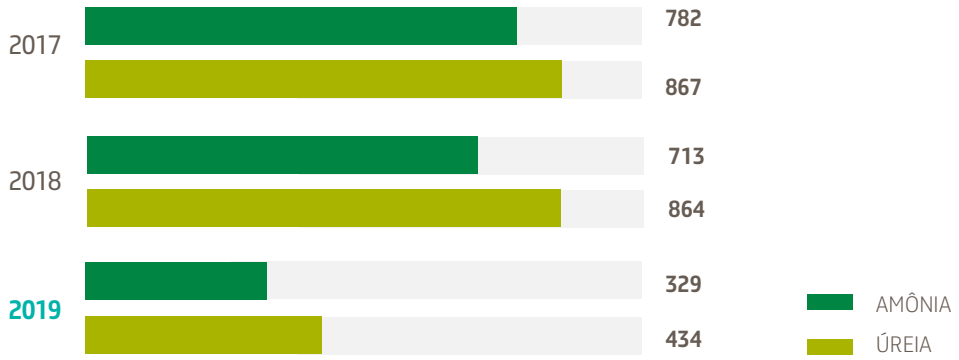
Em fevereiro de 2020, anunciamos o início da fase não vinculante relacionada à venda de toda a nossa participação na Unidade de Fertilizantes Nitrogenados (UFN-III). UFN-III é

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

um projeto industrial de fertilizantes nitrogenados localizado em Três Lagoas, no estado de Mato Grosso do Sul, Brasil. A construção da UFN-III começou em setembro de 2011, mas foi interrompida em dezembro de 2014, com um avanço físico de cerca de 81%. Após a conclusão, a UFN-III terá uma capacidade de produção projetada de uréia e amônia de 3.600 t/dia e 2.200 t/dia, respectivamente. A conclusão da UFN-III será de responsabilidade do potencial comprador.

Produção de fertilizantes (mil toneladas)



PRINCIPAIS ATIVOS

	2019	2018	2017
Fertilizantes			
Plantas de fertilizantes	3[1]	3	3
Capacidade de produção de úreia (mil ton/ano)	1.852[1]	1.852	1.852
Capacidade de produção de amônia (mil ton/ano)	1.406[1]	1.406	1.406

(1) Inclui as capacidades de FAFEN-BA, FAFEN-SE e ANSA, embora em novembro de 2019 tenhamos assinado contratos de arrendamento mercantil para duas de nossas plantas de fertilizantes nitrogenados (FAFEN-BA e FAFEN-SE) para terceiros e, em janeiro de 2020, estejamos hibernando a planta da ANSA.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Gestão de Portfólio

Nosso gerenciamento ativo de portfólio, parte do nosso Plano Estratégico 2020-2024, é o principal fator de nossas parcerias e desinvestimentos, que visam melhorar nossas eficiências operacionais e retornos sobre o capital e gerar caixa para reduzir nossa dívida e, ao mesmo tempo, apoiar as melhores oportunidades de investimento. Atualmente, nossas parcerias e os desinvestimentos compreendem a venda de participações minoritárias, majoritárias ou inteiras em algumas de nossas subsidiárias, afiliadas e ativos, a investidores estratégicos ou financeiros ou por meio de ofertas públicas.

Em alinhamento com as orientações do TCU, diretrizes e legislação vigente, as seguintes etapas de nossos projetos de desinvestimento são divulgadas ao público:

DIVULGAÇÃO DE OPORTUNIDADE (*TEASER*)	Etapa em que a intenção de desinvestimento é tornada pública e potenciais interessados são convidados a participar no processo de licitação.
INÍCIO DA FASE NÃO VINCULANTE (QUANDO APLICÁVEL)	Etapa opcional, realizada para identificar e selecionar os participantes realmente interessados na aquisição e que vêem maior valor nos ativos/empresas.
INÍCIO DA FASE VINCULANTE	Etapa em que são selecionadas as melhores ofertas pelas partes interessadas em potencial, a fim de maximizar o valor das vendas.
CONCESSÃO DE EXCLUSIVIDADE NA NEGOCIAÇÃO (QUANDO APLICÁVEL)	Etapa opcional, que ocorre quando a exclusividade é formalmente concedida a um potencial comprador, após a fase vinculante.
APROVAÇÃO DE TRANSAÇÃO PELA ALTA ADMINISTRAÇÃO (DIRETORIA EXECUTIVA E CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO) E ASSINATURA DE ACORDOS	Etapa contendo a assinatura da compra e venda (ou cessão de direitos) que contenham o condições da transação, incluindo as condições precedentes para o fechamento.
ENCERRAMENTO DA TRANSAÇÃO	Etapa em que a transação é concluída com o cumprimento das condições precedentes estabelecidas no acordo.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

De 1º de janeiro de 2019 a 16 de março de 2020, concluímos, entre outros, os seguintes desinvestimentos:

Data de assinatura	Data de Fechamento	Transação	Valor nominal[1] (US$ bilhões)
27/06/2018	08/03/2019	Alienação integral da participação societária da Petrobras nas empresas Petrobras Paraguay Distribución Limited (PPDL UK), Petrobras Paraguay Operaciones y Logística SRL (PPOL) e Petrobras Paraguay Gas SRL (PPG)	0,38
30/01/2019	01/05/2019	Alienação integral das ações detidas pela Petrobras America Inc. nas empresas que compõem o sistema de refino de Pasadena, nos Estados Unidos	0,56
25/04/2019	13/06/2019	Alienação de 90% de participação na Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	8,72[2]
23/07/2019	26/07/2019	Alienação de 33,75% do capital da BR Distribuidora por meio de Oferta Pública de Distribuição Secundária de ações.	2,55[3]
08/03/2019	10/09/2019	Cessão total da participação da Petrobras no Campo Maromba	0,09
28/11/2018	08/10/2019	Cessão da participação total nos campos de Pargo, Carapeba e Vermelho, o chamado Polo Nordeste, localizados em águas rasas na costa do estado do Rio de Janeiro	0,37
08/08/2019	01/11/2019	Venda de 50% de participação na empresa Belem Bioenergia Brasil (BBB), subsidiária da Petrobras Biocombustíveis S.A. (PBIO)	0,006[4]
25/04/2019	09/12/2019	Cessão total em 34 campos de produção terrestres, localizados na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte	0,38
25/04/2019	27/12/2019	Cessão de 50% dos direitos de exploração e produção do campo de Tartaruga Verde e Módulo III do campo de Espardate	1,29
31/10/2018	14/01/ 2020	Alienação integral da participação societária detida pela Petrobras (50%) na empresa Petrobras Oil & Gas B.V. ("PO&G BV")	1,53
Total			**15,88**

(1) Considerando valores acordados na assinatura da transação.
(2) A transação foi negociada em reais no valor de R$ 33,5 bilhões. Assim, para fins de composição da tabela, o valor foi convertido pela taxa de câmbio de R$ 3,84 por dólar americano no dia do fechamento (13 de junho de 2019). O valor total inclui US$ 0,536 bilhão destinado a liquidar a dívida da TAG com o BNDES.
(3) A transação foi negociada em reais no valor de R$ 9,6 bilhões. Assim, para fins de composição da tabela, o valor foi convertido pela taxa de câmbio de R$ 3,77 por dólar americano no dia do fechamento (26 de julho de 2019). O valor inclui o exercício completo da opção de lote geral, também conhecida como "Opção Greenshoe".
(4) A transação foi negociada em reais no valor de R$ 24,7 milhões. Assim, para fins de composição da tabela, o valor foi convertido na data pela taxa de câmbio R$ 3,97 por dólar americano no dia do fechamento (1º de novembro de 2019). Apesar da transação concluída, o valor será retido pela Galp Bioenergy B.V até dezembro de 2020 para compensar possíveis pagamentos de indenização.

De 1º de janeiro de 2018 a 16 de março de 2020, assinamos contratos por transações atualmente pendentes de fechamento. A conclusão de tais transações está sujeita ao cumprimento de certas condições contratuais e legais precedentes.

Data de assinatura	Transação	Valor nominal[1] (US$ bilhões)
21/12/2018	Cessão de direitos de 10% do campo de Lapa para a Total, no Bloco BM-S-9. Exercício da opção de venda do restante da nossa participação, conforme previsto no contrato assinado em janeiro de 2018, quando a Total adquiriu 35% da participação da Petrobras, no âmbito da parceria estratégica, ficando com a operação do campo	0,05
24/07/2019	Venda de 100% de participação nos Polos Pampo e Enchova, localizados em águas rasas na Bacia de Campos	0,851
24/07/2019	Venda de 100% de participação no campo de Baúna (área de concessão BM-S-40), localizado em águas rasas na Bacia de Santos	0,665
8/09/2019	Venda da totalidade de participação em um conjunto de campos de produção, terrestres e marítimos, denominado Polo Macau, na Bacia Potiguar, localizados no estado do Rio Grande do Norte	0,191
30/09/2019	Venda da totalidade de participação nos campos terrestres de Ponta do Mel e Redonda, localizados no estado do Rio Grande do Norte	0,007
11/10/ 2019	Venda da totalidade de participação nos campos terrestres do Polo Lagoa Parda, localizado no estado do Espírito Santo	0,009
19/11/2019	Venda integral da participação societária na Liquigás Distribuidora S.A.	0,879[2]
28/11/2019	Venda de 30% da concessão de Frade, localizada na Bacia de Campos, litoral norte do estado do Rio de Janeiro	0,100
9/03/2020	Venda da totalidade de participação nos campos terrestres do Polo Tucano Sul, localizado no estado da Bahia	0,003
Total		**2,76**

(1) Valores acordados sujeitos a ajuste no fechamento da transação.
(2) A transação para esta operação foi negociada em reais. Assim, para fins de composição da tabela, o montante foi convertido pela taxa de câmbio R$ 4,208 por dólar americano no dia da assinatura (19 de novembro de 2019).

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Nossas sistemáticas para parcerias e desinvestimentos estão em linha com o TCU e sujeitos a revisão judicial pelas autoridades brasileiras.

Em 2019, o Supremo Tribunal Federal (STF) brasileiro entendeu que a venda de subsidiárias de empresas estatais não exige autorização legislativa prévia e licitação pública, confirmando a legalidade do procedimento que atualmente adotamos para vender nossa participação em outras empresas. Para mais informações sobre processos judiciais relacionados a nossos desinvestimentos, consulte "Jurídico e Tributário – Jurídico Processos – Outros Processos Judiciais – Processos Judiciais e Procedimento Preliminar sobre TCU – Desinvestimentos " neste relatório anual.

Acordos com o CADE

Em 2019, assinamos dois acordos com o CADE, que consolida entendimentos entre as partes relacionadas a (i) execução de desinvestimento de ativos refinadores e (ii) promoção da concorrência na indústria de gás natural no Brasil.

Acordo do refino

Com a execução do acordo do refino, entre outros compromissos relacionados, estamos comprometidos em alienar aproximadamente 50% de nossa capacidade de refino, o que representa a venda total de sete refinarias (REPAR, REFAP, RLAM, RNEST, REGAP, LUBNOR, REMAN) e uma unidade de industrialização de xisto (SIX) com sua logística associada.

O contrato também prevê que, dos seguintes subgrupos (i), (ii) e (iii), as empresas listadas não possam ser adquiridas pelo mesmo comprador ou por empresas do mesmo grupo econômico, uma vez que as empresas listadas em cada subgrupo são considerados concorrentes entre si: (i) RLAM e RNEST; (ii) REPAR e REFAP; e (iii) REGAP e RLAM. O acompanhamento do cronograma e da conformidade com os compromissos assumidos com o CADE serão acompanhados por um agente externo que está sendo contratado por nós, de acordo com as especificações a serem estabelecidas por mútuo acordo.

Acordo do gás natural

O acordo inclui a venda de nossa participação acionária em empresas do setor de gás e segmentos de transporte e distribuição:
(i) participação de 10% na NTS;
(ii) participação de 10% na TAG;
(iii) participação de 51% na TBG; e
(iv) participação indireta em companhias distribuidoras de gás, vendendo sua participação de 51% na Gaspetro, ou vendendo suas participações indiretas nas companhias distribuidoras.

No transporte, comprometemo-nos a indicar nos sistemas de transporte o máximo de injeção e volumes de retirada em cada ponto de recebimento e área de entrega, para novos ajustes nos contratos de serviços de transporte correntes, de modo que as empresas de transporte, sob a supervisão da ANP, possam oferecer a capacidade restante ao mercado, permitindo que outras empresas utilizem a rede de transporte não utilizada por nós. Além disso, estamos comprometidos com outras ações para permitir maior competitividade no mercado de gás natural, como: (i) negociação de acesso a ativos de saída e processamento, (ii) abstenção de adquirir novos volumes de gás de parceiros/terceiros, exceto em determinadas situações previstas no contrato; e (iii) arrendamento do terminal de regaseificação no estado da Bahia.

O objetivo do contrato é preservar e proteger as condições competitivas, visando abrir o mercado brasileiro de gás natural, incentivando a entrada de novos agentes nesse mercado, bem como suspendendo os procedimentos administrativos estabelecidos pelo CADE para investigar nossos negócios de gás natural.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Adicionalmente temos outros projetos em fase de estruturação na nossa carteira e acreditamos em uma estratégia de gestão de portfolio que mantenha o foco no *core business*, de forma a melhorar a alocação de capital, reduzir a dívida e o custo de capital e aumentar a geração de valor para os nossos acionistas.

Divulgamos as fases de teasers não vinculantes e vinculantes relacionadas aos seguintes ativos que atualmente fazem parte de nossa carteira de desinvestimentos.

Fases	Escopo Resumido das Transações[1]
Teaser	Venda da totalidade de participação no campo Papa-Terra, localizado em águas profundas na Bacia de Campos
	Venda da totalidade da participação nos campos de Merluza e Lagosta, localizados em águas rasas, na Bacia de Santos
	Venda da totalidade da participação em dois conjuntos de concessões marítimas em águas profundas no pós-sal, denominados Polo Golfinho e Polo Camarupim, localizados na Bacia do Espírito Santo
	Venda integral de participações nas empresas Eólica Mangue Seco 1 e Eólica Mangue Seco 2
	Venda integral da participação na Petrobras Colombia Combustibles (PECOCO)
Não vinculante	Venda integral de participação (100%) na Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (UFN-III)
	Venda integral da participação (51%) na Petrobras Gas S.A. (Gaspetro)
Vinculante	Venda integral de participação na Petrobras Uruguay Distribuición S.A. (PUDSA)
	Venda da participação remanescente (10%) na Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)
	Venda dos ativos em refino e logística associada no país: Refinaria Gabriel Passos (REGAP) em Minas Gerais, Refinaria Isaac Sabbá (REMAN) no Amazonas, Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (LUBNOR) no Ceará e Unidade de Industrialização do Xisto (SIX) no Paraná, assim como seus ativos logísticos correspondentes
	Venda dos ativos em refino e logística associada no país: Refinaria Abreu e Lima (RNEST) em Pernambuco, Landulpho Alves (RLAM) na Bahia, Presidente Getúlio Vargas (REPAR) no Paraná e Alberto Pasqualini (REFAP) no Rio Grande do Sul e seus ativos logísticos correspondentes
	Alienação integral de 34% de participação na Companhia MEGA S.A.
	Cessão total de duas concessões terrestres, incluindo instalações de escoamento, denominadas Polo Cupiúba e Carapanaúba, localizadas no estado do Amazonas
	Venda da totalidade de participações em nove campos terrestres, localizados na Bahia, denominados conjuntamente Polo Miranga
	Venda da totalidade de participações em oito concessões de exploração e produção terrestres, localizadas no estado da Bahia, denominados conjuntamente de Polo Rio Ventura
	Venda da totalidade de participações em 14 concessões de exploração e produção terrestres, localizadas no estado da Bahia, denominados conjuntamente de Polo Recôncavo
	Cessão total dos direitos em 27 campos maduros terrestres, localizados no Espirito Santo, denominados conjuntamente Polo Cricaré
	Cessão total dos direitos em quatro conjuntos de campos terrestres (totalizando 12 concessões), no Ceará e Sergipe.
	Venda da totalidade de participações nos campos de produção de Peroá e na concessão BM-ES-21, localizados na Bacia do Espírito Santo
	Venda de participação parcial de até quatro blocos de exploração e produção em águas profundas, localizados na Bacia de Sergipe - Alagoas
	Venda da totalidade de participações em 11 campos de produção localizados em águas rasas na Bacia de Campos, denominados conjuntamente de Polo Garoupa

(1) Informações atualizadas até 20 de março de 2020.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Ambiente Externo

Estamos sujeitos a variáveis externas que podem impactar o desempenho de nossos negócios e a maneira como planejamos o futuro. Abaixo, descrevemos as principais variáveis que impactaram nossos negócios em 2019.

Economia Global

O crescimento da economia global desacelerou de 3,6% em 2018 para 2,9% em 2019, de acordo com o World Economic Outlook publicado pelo Fundo Monetário Internacional ("FMI") em janeiro de 2020. O ano foi marcado pela escalada da guerra comercial entre os EUA e a China, o que aumentou a incerteza e aversão ao risco nos mercados globais. Durante o ano, os EUA estabeleceram tarifas de importação de mais de US$ 550 bilhões em produtos chineses. A China, por sua vez, retaliou em US$ 185 bilhões de exportações americanas.

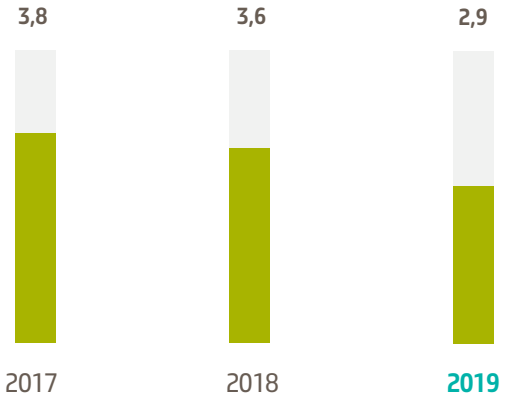
O principal impacto da guerra comercial foi sobre o comércio global, que diminuiu de um crescimento de 3,6% em 2018 para 1,1% em 2019, de acordo com dados do FMI. Consequentemente, as duas principais economias mundiais sofreram desaceleração do PIB no ano passado. Os EUA passaram de um crescimento próximo de 3% para cerca de 2%, e a economia chinesa, de um crescimento de cerca de 6,7% para aproximadamente 6%, de acordo com dados do U.S. Bureau of Economic Analysis e o National Bureau of Statistics of China. A desaceleração deveu-se, principalmente, à piora do desempenho das exportações.

A desaceleração do crescimento da economia mundial e, em particular, da economia dos EUA, fez com que a autoridade monetária americana interrompesse a política de aumento da taxa de juros, ou *Fed Funds Rate* ("FFR"). Durante o ano, o Comitê Federal de Mercado Aberto ("FOMC") fez três cortes no FFR, levando esta taxa, que começou o ano em 2,50% a.a., a atingir 1,75% a.a. em dezembro.

O movimento descendente das taxas de juros nos EUA foi acompanhado por outras regiões e países. Assim, as taxas de juros *overnight* no Reino Unido, Europa e Japão também caíram ao longo do ano. A maior liquidez em mercados globais incentivou um aumento nas bolsas de valores em todo o mundo. Nos EUA, o Standard & Poor's 500 (S&P 500) atingiu seu máximo histórico (média mensal) em dezembro de 2019.

No final de 2019 e início de 2020, dois novos fatores afetaram as expectativas de crescimento para este ano. Por um lado, houve avanços nas negociações entre a China e os EUA pela resolução da guerra comercial. Os dois países assinaram o que foi chamado de "primeira fase" do acordo. Por outro lado, a epidemia de coronavírus, originária da China, influenciou negativamente as projeções de crescimento devido ao seu potencial impacto na circulação de pessoas e produtos em todo o mundo.

Taxa de crescimento total do PIB (%)



Fonte: FMI, 2019

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Mercado Global de Óleo & Gás

2019

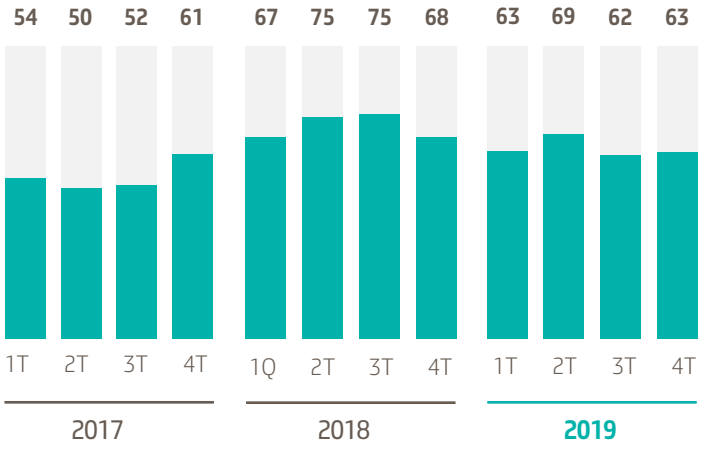
No início de 2019, a antecipação do "Acordo OPEP+" entre a Organização dos Países Exportadores de Petróleo ("OPEP") e grupos não OPEP, que contemplou um corte total de 1,2 milhão bbl/d em relação ao nível de outubro de 2018, sinalizaram uma perspectiva de restrições de oferta de petróleo no mercado mundial. Além disso, as sanções impostas ao Irã também pressionaram a oferta, uma vez que os EUA indicaram que não renovariam os *waivers* concedidos em novembro de 2018 para as importações de petróleo iraniano por alguns países importadores de petróleo. Como resultado, o primeiro trimestre de 2019 registrou um aumento consistente dos preços, que estavam em trajetória descendente desde setembro de 2018. Isso ocorreu devido às perspectivas pessimistas do mercado para o crescimento da demanda de derivados e revisões para cima da oferta de *tight oil* nos EUA.

Em meados de 2019, a escalada da guerra comercial entre os EUA e a China e a incerteza sobre a dinâmica da economia mundial se refletiram no mercado, resultando na reversão da trajetória ascendente dos preços do petróleo. Os preços do petróleo caíram novamente durante o mês de junho para níveis próximos aos do início do ano, fazendo com que o preço médio do Brent no primeiro semestre de 2019 fosse 7% abaixo do mesmo período do ano anterior.

Em 14 de setembro de 2019, um ataque às instalações de petróleo da Arábia Saudita levaram a um forte aumento nos preços do petróleo. O Brent aumentou US$ 8 por barril no fechamento do primeiro dia útil após o bombardeio, revertendo uma tendência de queda nos preços ao longo do ano. Contudo, o rápido restabelecimento do suprimento saudita superou as expectativas do mercado e o preço caiu para US$ 64 por barril na média anual.

Em dezembro de 2019, o grupo OPEP+ decidiu realizar um corte adicional de 500.000 bbl/d, aumentando seu corte total para 1,7 milhão de barris/dia em comparação com o nível de outubro de 2018. Além disso, a Arábia Saudita anunciou que iria voluntariamente cortar outros 400.000 bbl/d de sua produção, aumentando os ajustes para 2,1 milhões de barris/dia.

Brent – preço do petróleo bruto (US$/bbl)



Fonte: Bloomberg, 2019

Os preços internacionais de referência do GNL caíram significativamente em 2019. O Henry Hub caiu 17% e o NBP, 35%. Entre os principais motivos, estão os novos projetos de fornecimento que entraram em operação, a desaceleração da demanda e altos níveis de estoque durante o o ano inteiro, incluindo os períodos de inverno.

2020

2020 começou com alta volatilidade no lado da oferta. Em 3 de janeiro de 2020, os Estados Unidos realizaram um ataque aéreo ao aeroporto de Bagdá, no Iraque, matando o principal líder militar do Irã, Qasem Soleimani. O ataque aumentou as tensões entre Washington e Teerã, bem como no mercado internacional de petróleo. A volatilidade do Brent aumentou e seu preço subiu para níveis próximos a US$ 70/bbl durante a primeira semana de janeiro. No entanto, como os Estados Unidos anunciaram que não prosseguiriam com uma nova ação militar contra o Irã, optando por sanções comerciais, as tensões do mercado se arrefeceram. Na segunda semana de janeiro, o preço do petróleo estabilizou em torno de US$ 64 por barril, próximo ao preço médio de 2019.

Nas primeiras semanas de 2020, a disseminação das infecções do coronavírus na China levaram o governo a isolar cidades afetadas pela epidemia. O cancelamento de voos comerciais, o fechamento da fronteira com a Rússia e as restrições à oferta e demanda de bens e serviços no país

resultaram em uma redução acentuada no consumo de derivados. Diante dessa nova restrição, o preço do petróleo caiu para US$ 58 por barril na última semana de janeiro, o que representou uma queda de 14% em comparação com a primeira semana do ano. O potencial de danos aos mercados de petróleo está no fato de a China ser atualmente o principal motor do crescimento da demanda global de petróleo. Entre 2010 e 2018, a demanda e as importações chinesas de petróleo cresceram 44% e 94%, respectivamente, de acordo com a IHS Markit.

Em março, a reunião da OPEP+ não alcançou o resultado esperado de aumentar os cortes na produção de petróleo até dezembro de 2020 em 1,5 milhão de barris/dia, o que levaria a uma redução total de 3,6 milhões de barris/dia (OPEP+ concordou com um corte de 2,1 milhões de barris/dia em dezembro de 2019). O desacordo entre os principais membros da OPEP+, Arábia Saudita e Rússia, levou à não renovação dos cortes de produção em vigor, permitindo assim que os países participantes produzissem sem limites após 1 de abril de 2020.

Em resposta a todos esses choques, os preços do petróleo caíram, atingindo níveis de US$ 32 por barril (em 9 de março de 2020). A perspectiva da Rússia e da Arábia Saudita não concordarem com novos cortes na produção de petróleo e a incerteza na evolução do choque econômico associado à evolução do COVID-19 trazem volatilidade às perspectivas do preço do petróleo.

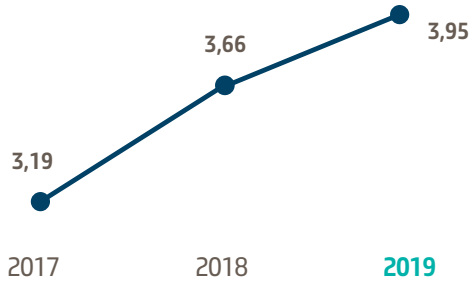
Economia Brasileira

A economia brasileira cresceu 1,2% em 2019, de acordo com o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística ("IBGE"). Apesar das reformas em andamento e uma política monetária mais acomodatícia, os resultados foram prejudicados pela consolidação fiscal em vigor e pelo menor crescimento da economia mundial e do comércio global, o que aumentou a aversão ao risco para mercados emergentes. A crise argentina também afetou a economia brasileira, pois as exportações brasileiras para a Argentina caíram 35% em 2019, de acordo com a Fundação Centro de Estudos do Comércio Exterior ("Funcex").

O crescimento modesto foi impulsionado pela demanda doméstica, especialmente consumo e investimento privados. Impulsionado pela recuperação do setor de construção, o setor industrial cresceu 0,5% em 2019, enquanto o setor de serviços cresceu mais de 1%.

Nesse contexto de atividade econômica moderada, não houve pressões de demanda relevantes nos níveis de preços. A variação do índice nacional de preços ao consumidor (IPCA) encerrou o ano em 4,3%, segundo o IBGE, abrindo espaço para uma política monetária mais flexível. A taxa SELIC encerrou 2019 em 4,25% a.a., o menor nível histórico, segundo o Banco Central do Brasil.

Taxa de câmbio (BRL/USD, média)



Fonte: Banco Central do Brasil

A taxa de câmbio registrou uma desvalorização de 7,9%, atingindo uma média de R$/US$ 3,95 em 2019, em comparação com uma média em 2018 de R$/US$ 3,66. Essa tendência não foi limitada à economia brasileira, pois houve um amplo movimento de valorização do dólar americano no mercado global. O *dollar index*, taxa de câmbio do dólar dos EUA em relação a uma cesta das principais moedas internacionais, registrou um aumento de 4,1% em 2019, de acordo com a Bloomberg.

Além disso, houve uma redução na avaliação de risco da economia brasileira em 2019, medida pelo EMBI+ (-22,5%) e CDS (-20,3%), indicando uma expectativa otimista sobre as reformas em andamento e a consolidação fiscal em vigor (Bloomberg).

NOSSOS NEGÓCIOS

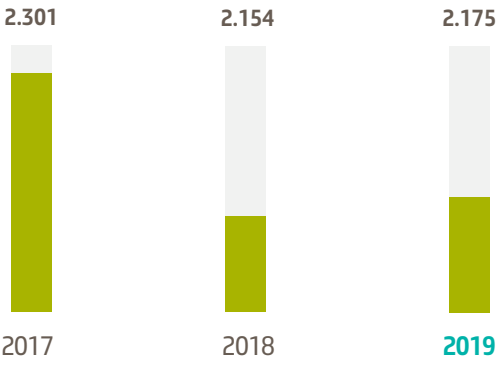
EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Mercado Brasileiro de Óleo e Gás

Demanda de petróleo e derivados

Nos últimos três anos, a economia brasileira tem crescido lentamente. Isso se reflete no consumo de derivados de petróleo pelos segmentos econômicos (por exemplo, indústria e segmento de serviços). O mercado de derivados de petróleo em 2019 foi cerca de 1% maior que em 2018. Em termos específicos, o volume de gasolina está diminuindo devido à substituição da gasolina por etanol hidratado, motivada pelos preços competitivos do etanol hidratado em comparação com os combustíveis fósseis. Além disso, veículos movidos exclusivamente a gasolina estão sendo substituídos por automóveis *flex fuel*.

Demanda brasileira de derivados (mbbl/d)



Fonte: Petrobras e EPE, 2019

O óleo combustível está passando por um processo de substituição por outras fontes, especialmente gás natural. No caso da demanda de termoelétrica, houve menos despachos usando óleo combustível, afetando negativamente suas vendas. O *bunker* representa uma parcela importante das vendas de óleo combustível no Brasil e tem sido impactado positivamente pelo IMO 2020 desde outubro de 2019. Em janeiro de 2020, a Organização Marítima Internacional (OMI, IMO, na sigla em inglês) proibirá os navios de usarem combustíveis com teor de enxofre acima de 0,5%. Nesse período, o preço do *bunker* ultrapassou o preço do Brent em mais de 10%.

O desenvolvimento da demanda de diesel está sendo desacelerado devido ao aumento obrigatório da porcentagem de biodiesel na mistura de combustível que é entregue ao consumidor final. Contudo, as vendas de diesel aumentaram em 2019, seguindo o crescimento do PIB brasileiro.

As vendas de GLP foram reduzidas em 2019, devido às maiores temperaturas médias e à produção industrial mais fraca.

Por sua vez, a demanda de combustível de aviação sofreu impactos pela desvalorização da taxa de câmbio, melhorias na eficiência energética de aviões e redução de *available seat-kilometers* devido à recuperação judicial de uma companhia aérea.

A demanda de gás natural, segundo os dados plurianuais do Ministério de Minas e Energia até novembro de 2019, diminuiu 3,1%, de uma média de 80,35 milhões de m^3/d para 77,85 milhões de m^3/d, devido à redução de consumo industrial (-6,9%) e à ligeira redução de geração de energia (-1,2%). Esse efeito foi parcialmente compensado por um aumento de 3,8% no consumo de veículos a gás natural.

Tecnologia e fontes alternativas

A matriz energética brasileira (isto é, os diferentes tipos de fontes de energia primária) está passando por transformações, especialmente em termos de geração de energia. Essas transformações são influenciadas pelo desenvolvimento de fontes renováveis, como energia eólica e solar fotovoltaica, que se tornaram menos onerosas nos últimos anos. As matrizes energética e elétrica brasileiras têm uma das maiores parcelas de renováveis do mundo.

Em termos de motorização, houve uma tendência para veículos mais eficientes no consumo, influenciados pelo Inovar-Auto e a introdução do primeiro veículo *flex fuel* híbrido fabricado no Brasil. Hoje, o programa do governo Rota 2030 implica em investimentos adicionais em eficiência energética e segurança dos veículos, resultando em menos impostos para os fabricantes de automóveis.

NOSSOS NEGÓCIOS

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 44
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO 67
GÁS E ENERGIA 88
GESTÃO DE PORTFÓLIO 106
AMBIENTE EXTERNO 110

Regulação

Em junho de 2019, assinamos um compromisso com o CADE, que consolida o entendimento entre as partes sobre a execução da alienação de ativos de refino no Brasil. O objetivo do acordo é fornecer condições competitivas incentivando novos agentes econômicos a entrar no mercado de downstream, bem como a suspensão de investigação administrativa aberta pelo tribunal do CADE para investigar o alegado abuso de nossa posição dominante no segmento de refino. O acordo considera a alienação de aproximadamente 50% de nossa capacidade de refino.

Em julho de 2019, também assinamos um acordo com o CADE que consolida entendimentos entre as partes sobre a promoção da concorrência no setor de gás natural no Brasil. Esse contrato inclui a venda de participações nas empresas de transporte e distribuição de gás e, entre outros assuntos, aumenta a flexibilidade de terceiros para ter acesso a nossas plantas de processamento e liberar capacidade em certos contratos de transporte de gás dos quais fazemos parte. O objetivo desse contrato é preservar e proteger as condições competitivas, visando abrir o mercado brasileiro de gás, incentivando novos agentes a entrar nesse mercado, bem como suspender os procedimentos administrativos estabelecidos pelo CADE para investigar nosso negócio de gás natural.

Para mais informações relacionadas ao nosso compromisso com o CADE, consulte “Geestão de portfólio” neste relatório anual.

PLANO ESTRATÉGICO

PLANO ESTRATÉGICO 2020 – 2024 116
TRANSFORMAÇÃO DIGITAL 122

PLANO ESTRATÉGICO

PLANO ESTRATÉGICO

PLANO ESTRATÉGICO 2020 – 2024 116
TRANSFORMAÇÃO DIGITAL 122

Plano Estratégico 2020-2024

Nosso Plano Estratégico 2020-2024 (o "Plano Estratégico" ou "Plano Estratégico 2020-2024") consiste na avaliação contínua do ambiente de negócios e implementação do plano, permitindo ajustes de maneira mais eficiente. O plano está focado na exploração e produção de petróleo e gás natural, principalmente no pré-sal brasileiro, que é um dos nossos maiores pontos fortes e fonte de criação de valor. A transformação digital ganhou força como um instrumento importante para adicionar valor aos nossos negócios em um ambiente competitivo. Outro destaque do nosso Plano Estratégico é a adoção de valor econômico agregado (EVA®, referido aqui como "EVA") como uma ferramenta de gerenciamento para nossa empresa.

Nosso Plano Estratégico 2020-2024, "Mind the Gap", prevê uma agenda transformacional que visa reduzir a lacuna de desempenho que nos separa de outras empresas globais de petróleo e gás e cria valor para os acionistas. Além disso, nosso plano estratégico é consistente com os cinco pilares estratégicos que definimos:

MAXIMIZAÇÃO DO RETORNO SOBRE CAPITAL EMPREGADO

- Foco nos ativos onde somos os donos naturais

REDUÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL

- Contínua trajetória de desalavancagem
- Transparência e gestão da dívida

BUSCA INCESSANTE POR CUSTOS BAIXOS

- Redução de custos e resiliência a cenários de preços baixos

MERITOCRACIA

- Programa de compensação variável baseado no mérito
- Implementação do EVA®

SEGURANÇA, RESPEITO ÀS PESSOAS E AO MEIO AMBIENTE

- Empoderamento das pessoas
- Cultura de segurança
- Descarbonização da produção de óleo

Estamos em um momento de transformação cultural e digital e buscando um retorno efetivo do capital empregado por nossos acionistas. Assim, decidimos incorporar a nova ferramenta de gestão ao nosso Plano Estratégico: o EVA®. O indicador representa o início da avaliação de desempenho focada na geração de valor, transformando nossa cultura através de incentivos para a gerência e outros profissionais.

Nosso objetivo é ser uma empresa com um retorno operacional superior ao nosso custo de capital, posicionada em ativos de classe mundial, com operações focadas em petróleo e gás, avançando na exploração e produção do pré-sal brasileiro, com eficiência no sistema de refino. Em relação às fontes de energia renováveis, participaremos de pesquisas para adquirir habilidades para nos posicionarmos no longo prazo nos segmentos de energia eólica e solar.

Nosso plano estratégico possui três principais métricas focadas na segurança das pessoas, redução da dívida e criação de valor:

TAR*	DL/EBITDA**	Δ EVA®***
< 1,0	1,5x	US$ 2,6 BILHÕES

AMBIÇÃO: FATALIDADE ZERO

*TAR: Taxa de acidentados registráveis; **DL/EBITDA: Dívida Líquida/LTM EBITDA ajustado (incluído IFRS16); ***EVA: Valor Econômico Agregado

PLANO ESTRATÉGICO

PLANO ESTRATÉGICO 2020 – 2024 116
TRANSFORMAÇÃO DIGITAL 122

Em 2019, conseguimos reduzir nossa dívida bruta em US$ 24 bilhões, atingindo US$ 87 bilhões em comparação com nossa dívida bruta a partir de 2018, aplicando os efeitos da IFRS 16. Mantemos nossa meta de atingir uma relação dívida líquida/EBITDA ajustado (uma medida não-GAAP, conforme definido abaixo em "Dívida líquida/métrica de EBITDA ajustado" neste relatório anual) de 1,5x em 2020.

Nossas estratégias foram ajustadas definindo nossas ações por segmento estratégico, tendo em vista nosso foco no core business e geração de valor aos acionistas:

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO "E&P"	(i) Maximizar o valor do portfólio, com foco em águas profundas e ultra profundas, buscando eficiência operacional, otimização do fator de recuperação e parcerias; e (ii) Crescer sustentado em ativos de óleo e gás de classe mundial, em águas profundas e ultra profundas.
GÁS E ENERGIA	(i) Atuar de forma competitiva na comercialização do gás próprio; (ii) Otimizar o portfólio termoelétrico com foco no auto consumo e na comercialização de gás próprio; e (iii) Sair integralmente da distribuição e do transporte de gás.
REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO	(i) Atuar de forma competitiva nas atividades de refino, logística e comercialização de derivados, com foco nas operações do Sudeste; (ii) Sair integralmente dos negócios de fertilizantes, distribuição de GLP e de biodiesel; e (iii) Atuar de forma competitiva na comercialização global de petróleo.
RENOVÁVEIS	(i) Desenvolver pesquisas visando a atuação, em longo prazo, em negócios de energia renovável com foco em eólica e solar no Brasil; e (ii) Viabilizar comercialmente o diesel renovável e o BioQav como resposta às políticas de sustentabilidade da matriz energética brasileira.
TRANSVERSAIS	(i) Transformar digitalmente a Petrobras entregando soluções para os desafios, empoderando nossos colaboradores, gerando valor, e aumentando a segurança das operações; (ii) Desenvolver as competências críticas e uma cultura de alto desempenho para atender aos novos desafios da companhia, utilizando o valor econômico adicionado como ferramenta de gestão; (iii) Perseguir constantemente uma estrutura de custos e de investimentos competitiva e eficiente, com alto padrão de segurança e respeito ao meio ambiente; e (iv) Fortalecer a credibilidade e a reputação da Petrobras.

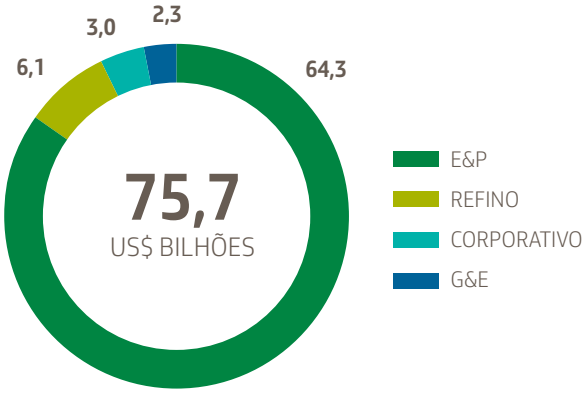
PLANO ESTRATÉGICO

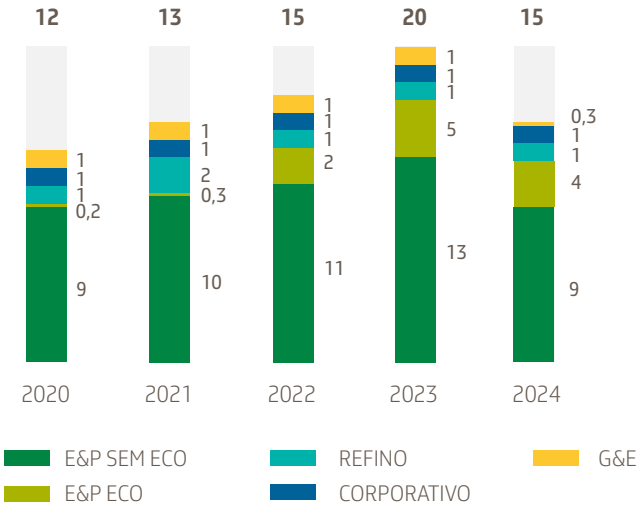
PLANO ESTRATÉGICO 2020 – 2024 116
TRANSFORMAÇÃO DIGITAL 122

Nossos investimentos projetados para os próximos cinco anos são de US$ 75,7 bilhões, dos quais 85% são alocados ao segmento de E&P.

Projeção de investimentos 2020-2024

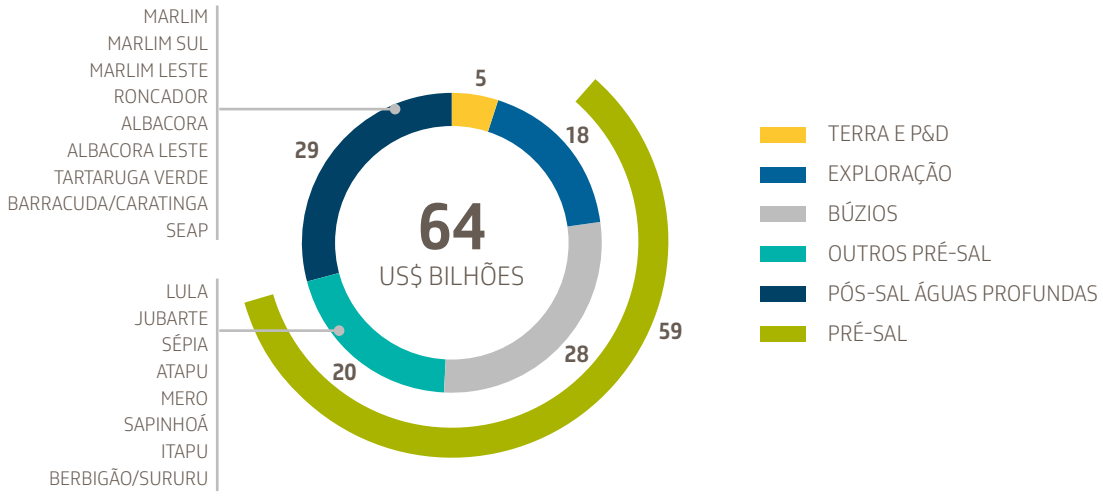
(US$ bilhões)





Nosso Plano Estratégico apresenta um reposicionamento de nosso portfólio de E&P com foco em atividades em águas profundas e ultraprofundas, onde o custo de extração é menor, proporcionando maior retorno. Assim, esperamos que 59% de nossos investimentos no segmento para o período 2020-2024 sejam direcionados à ativos e projetos do pré-sal, em particular no campo de Búzios, que deve receber 28% do investimento total planejado para o segmento de E&P.

Projeção de investimentos em E&P 2020 - 2024 (%)



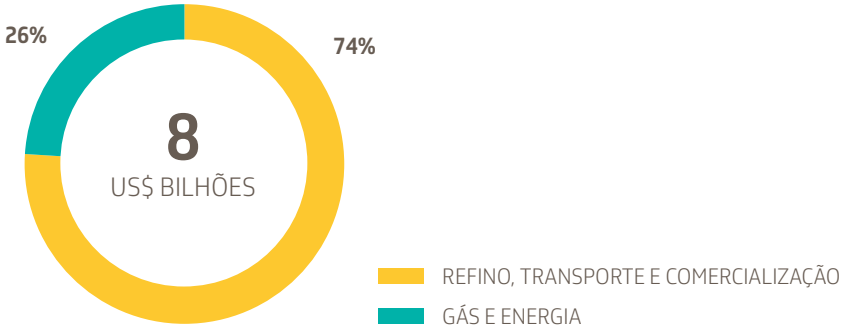
PLANO ESTRATÉGICO

PLANO ESTRATÉGICO 2020 – 2024 116
TRANSFORMAÇÃO DIGITAL 122

No segmento de Refino, nossos esforços estão focados em investimentos de manutenção (refino e logística), hidrotratamentos ("HDTs") na REPLAN (Paulínea), REDUC (Duque de Caxias) e RPBC (Presidente Bernardes) e hidrocraqueamento ("HCC") na REDUC (Duque de Caxias) para produzir lubrificantes de alta qualidade.

No segmento de Gás e Energia, nossos investimentos estão focados na Rota 3 e na unidade de processamento de gás natural para permitir a saída de gás natural da produção do pré-sal. Além disso, planejamos investir em P&D em energia solar e eólica.

Projeção de investimentos em RTC e G&E 2020 – 2024



Continuamos a buscar nossa desalavancagem por meio de geração e desinvestimento de caixa. Em 2020, nossas principais necessidades de caixa devem atender aos nossos investimentos orçados para o ano, no valor de US$12 bilhões, e efetuar pagamentos de principal e juros de US$6,8 bilhões da nossa dívida.

Os desinvestimentos previstos em nosso Plano Estratégico estão entre US$20-30 bilhões para o período 2020-2024, com a maior concentração esperada nos anos 2020 e 2021.

Além dos desinvestimentos já anunciados por nós, estamos atualmente avaliando a venda potencial de termoelétricas, gasodutos na área do pré-sal e outros ativos de E&P, além da venda de nossa participação na BR Distribuidora e Braskem. No entanto, nossa avaliação ainda está em andamento e não há decisão corporativa de nossa administração com relação à estrutura ou implementação da venda potencial desses ativos, que pode depender das condições estratégicas e de mercado.

PLANO ESTRATÉGICO

PLANO ESTRATÉGICO 2020 – 2024 116
TRANSFORMAÇÃO DIGITAL 122

Produção de petróleo, GNL e gás natural

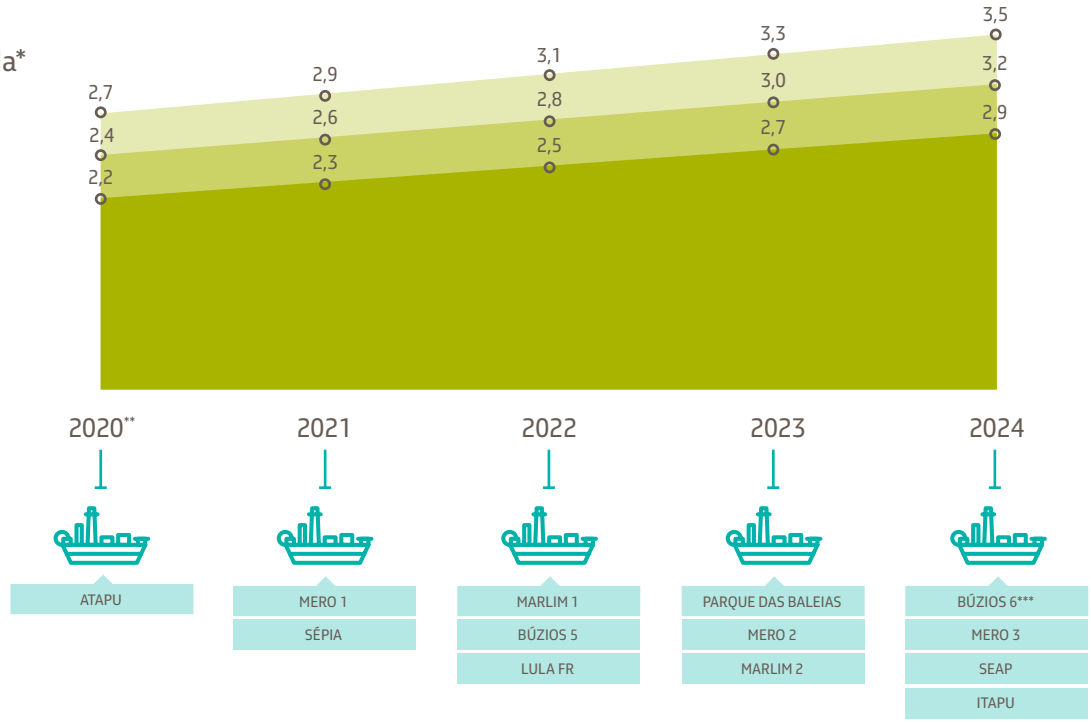
A curva de produção de petróleo e gás estimada em nosso Plano Estratégico indica um caminho de crescimento contínuo. Durante o período 2020-2024, espera-se que 13 novos sistemas de produção entrem em operação, todos alocados em projetos de águas profundas e ultraprofundas.

Decidimos apresentar uma visão de produção comercial para representar o impacto financeiro da produção em nossos resultados, deduzindo da produção de gás natural os volumes de gás reinjetado nos reservatórios, consumidos nas instalações de E&P e queimados nos processos produtivos. Além disso, a curva de produção não inclui desinvestimentos, exceto aproximadamente 100 mboed, referentes aos campos nigerianos e ao campo Tartaruga Verde, cujas transações de venda foram concluídas em 14 de janeiro de 2020 e 27 de dezembro de 2019, respectivamente.

A curva de produção estimada em nosso Plano Estratégico é apresentada abaixo.

Produção de óleo e gás estimada*

(MM boed)



* Não considera desinvestimentos, exceto POG e Tartaruga (-100 mil bpd da produção total)

** 2020 inclui +/- 2,5%

*** Referente ao sexto sistema de produção do campo de Búzios (ordem cronológica) a ser instalado na área do Módulo 7

Para a meta de produção para 2020, consideramos uma variação de mais ou menos 2,5%. A produção de petróleo neste ano reflete principalmente perdas em volumes relacionados ao declínio natural de campos maduros e maior concentração de paradas de produção para aumentar a integridade dos sistemas, parcialmente compensada pelo *ramp-up* de novas plataformas. No longo prazo, a trajetória de crescimento é sustentada por novos sistemas de produção, principalmente no pré-sal, com maior geração de caixa e geração de valor e pela estabilidade da produção da Bacia de Campos.

PLANO ESTRATÉGICO

PLANO ESTRATÉGICO 2020 – 2024 116
TRANSFORMAÇÃO DIGITAL 122

Preço do Petróleo e Taxa de Câmbio

Cálculos futuros foram realizados assumindo um preço médio do *Brent* de US$65 por barril e uma taxa de câmbio nominal média de R$3,93 para US$1,00 no período 2020-2024.

Custos operacionais

Nosso plano estratégico inclui iniciativas de otimização e redução de custos, que incluem uma redução nas despesas corporativas (custos e despesas excluindo matérias-primas).

O Plano Estratégico 2020-2024 inclui iniciativas para otimizar e reduzir custos, com metas de redução de custos de 10% e uma redução de 15% nos gastos corporativos em 2020.

Financiabilidade

Nossa geração de caixa será o resultado de maior eficiência esperada, maior controle de custos e recursos financeiros devido ao gerenciamento ativo do portfólio. Isso permitirá uma redução gradual da dívida bruta, com uma consequente redução nas despesas com juros e um aumento nos valores estimados de distribuição de dividendos por meio de nossa nova política de dividendos.

Além disso, antecipando o fluxo de caixa por meio de desinvestimentos de ativos, faremos nossos investimentos, buscando reduzir nosso endividamento, sem a necessidade de novas captações líquidas no horizonte do Plano Estratégico.

Compromissos de baixo carbono e sustentabilidade

Até o momento, já avançamos com uma série de ações de redução de emissão de carbono em nossos processos, que envolvem a redução da queima de gás natural, a reinjeção de CO_2 e ganhos em eficiência energética. Mantemos nosso compromisso com a descarbonização de nossos processos e produtos, com um plano de ação de resiliência e eficiência de carbono.

Dessa forma, estabelecemos 10 compromissos para a agenda de baixo carbono e sustentabilidade:

1. Crescimento zero nas emissões absolutas operacionais até 2025*;
2. Zero queima de rotina em *flare* até 2030;
3. Reinjeção de aproximadamente 40 MM ton CO_2 até 2025 em projetos de captura, utilização e armazenamento de carbono;
4. Redução de 32% na intensidade de carbono no segmento de E&P até 2025;
5. Redução de 30% a 50% na intensidade de emissões de metano no segmento de E&P até 2025;
6. Redução de 16% na intensidade de carbono no refino até 2025;
7. Redução de 30% na captação de água doce em nossas operações, com foco no aumento de reúso até 2025;
8. Crescimento zero na geração de resíduos de processo até 2025;
9. 100% de nossas instalações com plano de ação em biodiversidade até 2025; e
10. Manutenção de investimentos em projetos socioambientais.

* Compromissos de carbono relacionados à base de 2015. Demais compromissos com base em 2018.

Também pretendemos investir US$100 milhões por ano em descarbonização e US$70 milhões por ano em P&D para descarbonização e renováveis.

Com a execução de nosso Plano Estratégico, reafirmamos nosso compromisso de se tornar uma companhia mais robusta financeiramente, com baixo endividamento e custo de capital, alinhada aos seus pares da indústria e focada em ativos de óleo e gás de classe mundial, atuando sempre de forma ética e transparente, com segurança e respeito às pessoas e ao meio ambiente.

Transformação digital

Acreditamos que é importante estar preparado para um ambiente competitivo cada vez mais influenciado pelas tecnologias digitais. Em setembro de 2019, criamos o "Escritório Executivo de Transformação e Inovação Digital" para desenvolver uma jornada mais consistente com sinergia, alinhada aos nossos pilares estratégicos.

Para acelerar nossas atividades de transformação digital e inovação, gerar valor e aumentar a segurança e a eficiência operacional, estamos trabalhando nas seguintes iniciativas:

- **Go Digital:** concentra-se em plataformas de tecnologia que impulsionam a evolução digital.
- **Be Digital:** concentra-se na inovação digital e ágil-práticas, mentalidade e mudança cultural.
- **Lean Petro:** concentra-se na otimização e automação de processos.
- **Inovação e P&D:** concentra-se na criação de valor, tempo de colocação no mercado, mecanismo de crescimento e modelos de negócios.
- **Proteção:** concentra-se na segurança da informação como um facilitador da inovação.

Go Digital

Estamos abrindo o caminho para soluções digitais oferecendo plataformas de dados integradas e tecnologias atualizadas, como inteligência artificial.

Em 2019, nossos avanços em tecnologia da informação levaram a várias melhorias em nosso desempenho no trabalho, incluindo (i) reduções nos custos operacionais a jusante, (ii) melhorias significativas em nossas capacidades de computação de alto desempenho a montante, que triplicaram de 3 para 9 PFLOPs durante 2019 e deve exceder 30 PFLOPs até o final de 2020 e (iii) adoção de soluções baseadas em nuvem para aprimorar nossa estratégia de fazer versus comprar e transformar a maneira como trabalhamos.

Dentre os programas em nível corporativo, o ERP do Futuro ("SAP S/4 HANA"), destaca-se com potencial para promover agilidade e decisões baseadas em análises. O programa faz uso de tecnologias digitais avançadas, como *"internet things"* e *"machine learning"*. Devido às suas características inovadoras, recursos transacionais e analíticos e sua capacidade de fornecer cobertura para toda a empresa, acreditamos que o SAP S/4 HANA proporcionará uma ampla gama de oportunidades para nossa transformação digital.

Esperamos que o programa resulte em um aumento de produtividade através do redesenho de processos e facilite nossas atividades de negócios, incluindo nossos esforços de fusões e aquisições, tornando o uso de tecnologias digitais simples, acessível e ágil.

Be Digital

Para explorar novas tecnologias e navegar pela crescente complexidade do mundo digital, precisamos implementar uma cultura de colaboração e adaptabilidade. Métodos adaptáveis e eficientes podem ser um fator-chave para tornar nossos negócios mais resilientes, capacitar equipes e aumentar a criatividade e a eficácia para atender às demandas do usuário final. Também estamos trabalhando com todas as unidades de negócios para criar agendas digitais que focalizem nossos investimentos, garantindo que nossos esforços digitais nos ajudem a superar nossos desafios estratégicos.

Em parceria com nossa equipe de tecnologia da informação, lançamos um programa interno de startups. Como parte desse programa, os empreendedores apresentam propostas sobre como a tecnologia digital pode ter impacto estratégico e fornecer retornos exponenciais a um painel composto

por um conselho de executivos de negócios. As equipes desenvolvem as propostas selecionadas para agregar valor em um curto período.

Um exemplo de uma proposta vencedora que já está sendo implementada é o projeto intitulado "Detector de viagem". Este projeto usa inteligência artificial para executar uma plataforma para prever falhas no sistema. O programa também interpreta os dados do processo e sugere ações para evitar eventos de desligamento automático.
A primeira implementação alcançou uma taxa de sucesso de previsão de 70%. Essa solução será implementada para outros equipamentos e instalações, gerando resultados exponenciais por meio de eficiência e segurança.

Lean Petro

Trabalhamos para otimizar e digitalizar processos em toda a nossa organização, usando ferramentas tecnológicas como RPA (*Robot Process Automation*), *Enterprise Service Management* ("ESM") e *Business Process Management Suite* ("BPMS"). Essas ferramentas nos ajudam a promover vários objetivos, incluindo (i) um gerenciamento integrado para um centro de excelência de digitalização de processos; (ii) a inovação e incorporação de tecnologias nos processos de negócios; e (iii) mapeamento, redesenho e simplificação de processos e estruturas. Isso nos permite buscar a otimização de custos e melhorar nossa eficiência.

Em 2019, começamos a reestruturar nossos processos para implementar o SAP 4 HANA, que será um dos principais impulsionadores da reengenharia de processos. Durante o ano, aproximadamente 3.000 processos e procedimentos foram simplificados ou reduzidos, continuando um esforço iniciado em 2016 que provocou uma redução de cerca de 18.000 de nossos procedimentos.

Inovação e P&D

Temos um histórico de desenvolvimento e implementação de tecnologias inovadoras, principalmente no que diz respeito à perfuração, completação e produção de poços em águas cada vez mais profundas. Nossos esforços receberam quatro prêmios na OTC em 2019 pelas tecnologias que desenvolvemos para o *Libra Long Term Test*. Em 2020, o prêmio reconhece o conjunto de inovações desenvolvidas para viabilizar a produção no campo de Búzios, no pré-sal da Bacia de Santos. Para tornar esse projeto realidade, a empresa desenvolveu uma série de tecnologias para um cenário que combina condições desafiadoras, como águas ultraprofundas e reservatórios localizados abaixo da camada de sal, sujeitos a altos níveis de pressão e alta presença de dióxido de carbono. As inovações abrangem as áreas técnicas de reservatórios, poços, elevação e vazão, além de tecnologias submarinas e instalações de superfície. Um dos principais destaques do desenvolvimento foi a instalação de quatro embarcações do tipo FPSO (unidade de produção, armazenamento e transferência de óleo flutuante) em um período de apenas 11 meses em um único campo de produção.

Nosso centro de pesquisa e desenvolvimento ("Cenpes") é uma das maiores instalações desse tipo no setor de energia e uma das maiores do Hemisfério Sul. A instalação do Cenpes possui uma área total de 308.000 m2 e inclui 147 laboratórios e mais de 8.000 peças de equipamento, com tecnologia de ponta. Os laboratórios da instalação são dedicados, em particular, às tecnologias do pré-sal, que é nossa principal fonte de valor. A missão do Cenpes é "imaginar, criar e tornar hoje o futuro da Petrobras".
Em 31 de dezembro de 2019, esta instalação tinha 1.358 empregados, 89,5% dos quais dedicados à pesquisa e desenvolvimento. Esse grupo de empregados inclui 12 empregados com pós-doutorado, 261 com doutorado e 420 com mestrado em ciências. Também temos várias plantas de protótipo de escala semi-industrial em todo o Brasil, localizadas próximas às nossas instalações industriais e que visam a rápida criação de protótipos e a expansão de novas tecnologias industriais a custos reduzidos.

À medida que buscamos resultados valiosos em pesquisa e desenvolvimento, estamos explorando novas maneiras de inovar por meio de tecnologias disruptivas, transformação digital e engajamento de startups. Os ecossistemas de inovação são essenciais para liberar todo o potencial das tecnologias emergentes e podem acelerar a inovação. Atualmente, trabalhamos com parcerias tecnológicas para alavancar nosso capital humano. Já começamos a melhorar nossas conexões com os ecossistemas de inovação adotando novas práticas de inovação aberta com

PLANO ESTRATÉGICO

PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO 2020 – 2024 116
TRANSFORMAÇÃO DIGITAL 122

as *start-ups*. O primeiro passo foi um desafio à inovação, em cooperação com o Sebrae (entidade privada sem fins lucrativos, com a missão de promover o desenvolvimento sustentável e competitivo de pequenas empresas no Brasil), através de uma convocação de empresas iniciantes e pequenas empresas para projetos que visam melhorar a prontidão da tecnologia e as taxas de implementação. Está entre as nossas prioridades de pesquisa e desenvolvimento fornecer tecnologias para águas profundas e ultraprofundas, buscar eficiência operacional e otimização do fator de recuperação e fornecer tecnologias para o *dowstream*, gás e energia, além de energias renováveis destinadas a longo prazo. Por exemplo, nosso programa "PROD1000" tem a ambição de atingir 1.000 dias entre a descoberta do campo e o início da produção, em comparação com a média atual no pré-sal de 3.000 dias (PROD1000). Nossa intenção é combinar o PROD1000 com o "EXP100", um programa com a ambição de aumentar a chance de descobrir petróleo para 100% na perfuração de poços exploratórios, reduzindo os riscos e custos do projeto, acelerando o desenvolvimento da produção. O resultado seria o início do estágio de desenvolvimento da produção, o que aumentaria a eficiência de capital de ciclo completo.

Investimento em pesquisa e desenvolvimento (US$ milhões)

Atualmente cerca de 30,7% do nosso portfólio de P&D inclui tecnologias digitais como big data, computação de alto desempenho e inteligência artificial, para apoiar o desenvolvimento de nossos negócios.

Além disso, no período de três anos findo em 31 de dezembro de 2019, nossas operações de pesquisa e desenvolvimento receberam 214 patentes no Brasil e 113 no exterior. Nosso portfólio de patentes abrange todas as nossas áreas de atividades.

Em 2019, realizamos diversas atividades relacionadas à pesquisa e desenvolvimento. Conduzimos projetos de pesquisa em conjunto com universidades e centros de pesquisa no Brasil e no exterior. Também participamos de parcerias de troca e assistência de tecnologia com várias empresas de serviços de campo petrolífero, empresas de tecnologia e outros operadores e start-ups que se beneficiaram de nossas iniciativas de aceleração.

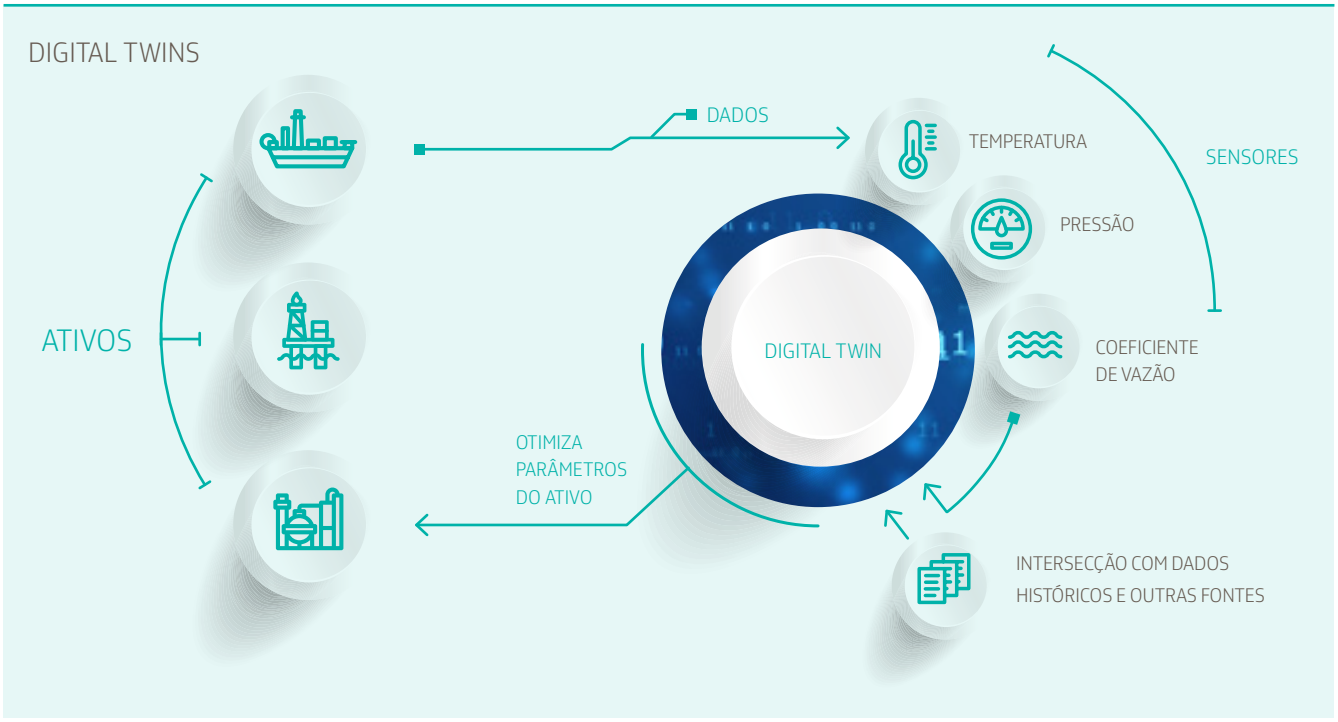
PLANO ESTRATÉGICO

PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO 2020 – 2024 116
TRANSFORMAÇÃO DIGITAL 122

Proteção

A segurança da informação desempenha um papel importante em nossas operações diárias e é considerada um facilitador da inovação em nossa jornada de transformação digital. Em 2019, realizamos várias iniciativas relacionadas à segurança da informação, conscientização contínua, plataformas de inteligência contra ameaças, adoção de estruturas de segurança cibernética, soluções de prevenção de perda de dados e segurança de sistemas de controle industrial, a fim de melhorar os níveis de maturidade da segurança da informação. Em 2019, não foram relatados incidentes de segurança cibernética que pudessem comprometer a confidencialidade, a integridade ou a disponibilidade de recursos de tecnologia da informação que suportam nossas demonstrações financeiras.

Um exemplo importante referente à integração de todas as iniciativas acima – *Go Digital; Be Digital; Lean Petro;* Inovação e P&D; e Proteção – é a implantação de "*digital twins*". Essas são representações digitais de nossas instalações operacionais – como uma plataforma, um reservatório de petróleo, um sistema submarino, um equipamento crítico ou uma refinaria – que têm o potencial de contribuir para a redução dos custos operacionais e o aumento da eficiência e segurança em nossas operações.



MEIO AMBIENTE, SOCIAL E GOVERNANÇA

MEIO AMBIENTE 127
RESPONSABILIDADE SOCIAL 132
GOVERNANÇA 134

MEIO AMBIENTE, SOCIAL E GOVERNANÇA

MEIO AMBIENTE, SOCIAL E GOVERNANÇA

MEIO AMBIENTE 127
RESPONSABILIDADE SOCIAL 132
GOVERNANÇA 134

Meio Ambiente

A proteção da saúde humana e do meio ambiente é uma das nossas principais preocupações e é essencial para o nosso sucesso.

A cada ano, mantemos um conjunto de iniciativas voltadas à prevenção de acidentes e à preservação da vida e do meio ambiente. Para isso, lançamos o programa de Compromisso com a Vida, que visa fortalecer diretrizes e padronizar as práticas de segurança em todas as etapas de nossas operações. O programa foi lançado em 2016. Atualmente, está em seu quarto ciclo, 2019-2020, e apoia a implementação do indicador Taxa de Acidentados Registráveis ("TAR"), que é uma de nossas principais métricas.

Estruturamos essas iniciativas em nosso Programa, tendo em mente (i) os resultados de nossas avaliações de gestão em Saúde, Segurança e Meio Ambiente ("SMS"), (ii) as causas principais dos acidentes identificados nas investigações de acidentes e (iii) cenários ambientais nos anos recentes e perspectivas futuras.

As principais iniciativas do programa para o ciclo 2019-2020 são as seguintes:

Programa Compromisso com a vida
CICLO 2019-2020

Saúde, Segurança e Meio Ambiente - Programa de Avaliação Gerencial
Gerenciamento inteligente de dados para otimizar avaliações de SMS e melhoria contínua

Academia de SMS
Gestão do conhecimento direcionada a áreas críticas geradoras de valor

Simplifique o processo de permissão de trabalho
Maior agilidade e segurança no processo de permissão de trabalho

Fatores de risco
Treinamento da força de trabalho sobre melhoria de comportamento em Segurança

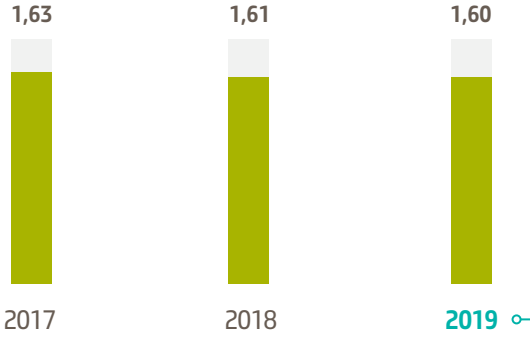
Segurança de Processo
Prevenção, Mitigação e Resposta a Eventos Perigosos de Perda de Contenção

Tecnologia
Tecnologias e inovação na gestão de riscos

MEIO AMBIENTE, SOCIAL E GOVERNANÇA

MEIO AMBIENTE 127
RESPONSABILIDADE SOCIAL 132
GOVERNANÇA 134

Investimentos em SMS (US$ billhões)



Nossos investimentos em SMS são direcionados para: nossas operações, redução de emissões e resíduos de processos industriais, gerenciamento de uso de água e efluentes, recuperação das áreas impactadas, implementação de novas tecnologias ambientais, modernização de nossos dutos e melhoria de nossa capacidade de responder a emergências. Além disso, apoiamos vários projetos socioambientais.

O relacionamento com nossos fornecedores também inclui aspectos ambientais. Nossos novos compromissos formalizados em 2019 consideram critérios ambientais. As empresas contratadas devem apresentar evidências e certificações relacionadas à conformidade com os padrões de SMS e confirmar que cumprem todos os requisitos, leis e regulamentos aplicáveis.

Em 2019, nos tornamos a primeira empresa do mundo a obter a Certificação Empresarial da Association for Supply Chain Management (ASCM). Esta certificação é inédita a nível corporativo e demonstra a excelência e transparência da cadeia de suprimentos, valores crescentes para os consumidores cada vez mais conscientes sobre sua importância em práticas de negócios éticas e sustentáveis. A certificação é válida por três anos, tendo como requisito anual a demonstração da aderência aos padrões definidos pela ASCM para manutenção do certificado durante todo o período de validade. Ao obter a certificação, reforçamos nosso compromisso em melhorar a forma como gerenciamos nossos processos de fornecimento de bens e serviços, contribuindo para aumentar a credibilidade da empresa em um mercado competitivo.

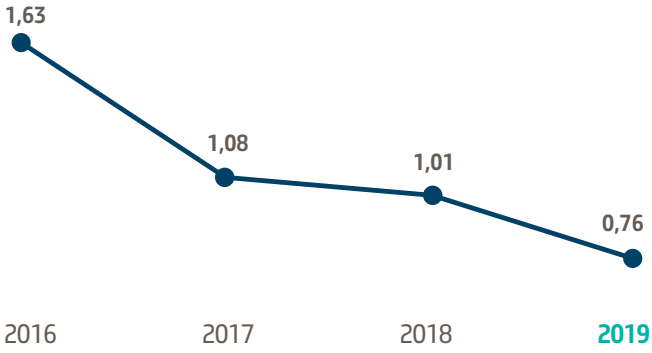
Taxa de Acidentados Registráveis

A segurança é um dos nossos principais valores. O índice TAR por milhão de homem-hora é uma das métricas monitoradas por nossa gerência sênior em questões de saúde e segurança. A evolução da TAR reflete a implementação de várias iniciativas para a promoção de nossa cultura de segurança, treinamentos e nosso programa de avaliação de gerenciamento de SMS.

Após obter um resultado TAR de 0,76 em 2019, no Plano Estratégico 2020-2024, estabelecemos um limite de alerta para TAR abaixo de 1,00 para o ano 2020. Esperamos que esse resultado nos coloque entre as principais empresas de petróleo e gás em termos de segurança.

Eliminar acidentes fatais e obter desempenho de alto nível quando se trata de prevenção de lesões a nossos empregados e a terceiros são os dois principais objetivos importantes de nossa gestão de SMS. Em 2019, treinamos mais de 40.000 empregados nas questões de segurança de processos, aspectos de SMS em contratos, auditoria comportamental e

Taxa de Acidentados Registráveis – TAR*



* TAR abaixo do *benchmark* histórico do peer group (0,80).

MEIO AMBIENTE, SOCIAL E GOVERNANÇA

MEIO AMBIENTE 127
RESPONSABILIDADE SOCIAL 132
GOVERNANÇA 134

fatores humanos. Esperamos treinar 180 mil empregados e contratados em riscos de segurança até 2021.

Embora desenvolvamos programas de prevenção em todas as nossas unidades operacionais, registramos duas mortes envolvendo empregados próprios e contratados em 2019 (em comparação com seis mortes em 2018). Nosso procedimento é investigar todos os incidentes relatados, a fim de identificar suas causas e tomar ações preventivas e corretivas. Essas ações são monitoradas regularmente uma vez adotadas. Em caso de acidentes graves, enviamos alertas para toda a empresa para permitir que outras unidades operacionais avaliem a probabilidade de ocorrência de eventos semelhantes em suas próprias operações.

Impactos Ambientais

Principais Impactos

EMISSÕES
milhões de toneladas CO_2 e

60 milhões de toneladas CO_2 em 2019
62 milhões de toneladas CO_2 em 2018
67 milhões de toneladas CO_2 em 2017

BIODIVERSIDADE E ECOSSISTEMAS

Eventos com impacto confirmado ou provável na fauna, flora ou habitat.
17 eventos em 2019
31 eventos em 2018
20 eventos em 2017

RESÍDUOS SÓLIDOS
mil toneladas
Resíduos sólidos perigosos gerados em processos industriais
119 mil toneladas em 2019
120 mil toneladas em 2018
113 mil toneladas em 2017

EFLUENTES
milhões m^3
271,6 milhões de m^3 em 2019
289,1 milhões de m^3 em 2018
293,2 milhões de m^3 em 2017

DERRAMAMENTOS
m^3
415,3 m^3 em 2019
18,5 m^3 em 2018
35,8 m^3 em 2017

Somos uma empresa de energia com foco em petróleo e gás. Portanto, usamos os recursos naturais e impactamos o ecossistema por meio de nossas atividades. No entanto, procuramos reduzir os impactos de nossas atividades no meio ambiente. Em 2019, investimos US$891 milhões em projetos ambientais, em comparação com US$842 milhões em 2018 e US$790 milhões em 2017. Esses investimentos continuarão direcionados principalmente à redução de emissões e resíduos de processos industriais, gerenciamento de uso da água e efluentes, recuperação de áreas impactadas, implementando novas tecnologias ambientais, atualizando nossos pipelines e melhorando nossa capacidade de responder a emergências.

Estabelecemos dez compromissos em nosso Plano Estratégico 2020-2024, dez compromissos para a agenda de baixo carbono e sustentabilidade:

- Crescimento zero das emissões absolutas operacionais até 2025*
- Zero queima de rotina em *flare* até 2030
- Reinjeção de ~40 MM ton CO_2 até 2025 em projetos de CCUS
- Redução de 32% na intensidade de carbono no segmento de E&P até 2025
- Redução de 16% na intensidade de carbono no refino até 2025
- Redução de 30%-50% na intensidade de emissões do metano no segmento de E&P até 2025
- Redução de 30% na captação de água doce em nossas operações com foco no aumento do reuso até 2025
- Crescimento zero na geração de resíduos de processo até 2025
- 100% das instalações Petrobras com plano de ação em biodiversidade até 2025
- Manutenção dos investimentos em projetos socioambientais

* Compromissos em carbono em relação à base 2015.
Demais compromissos com base em 2018.

Para mais informações, consulte “Plano Estratégico 2020-2024” neste relatório anual.

MEIO AMBIENTE, SOCIAL E GOVERNANÇA

MEIO AMBIENTE 127
RESPONSABILIDADE SOCIAL 132
GOVERNANÇA 134

Vazamentos e planos de remediação ambiental

Os derramamentos de óleo e derivados totalizaram 415,3 m³ em 2019, em comparação a 18,5 m³ em 2018. O aumento do vazamento deve-se principalmente à ocorrência de dois eventos: (i) a ruptura da mangueira de offload durante a transferência de óleo da plataforma P-58 para o navio aliviador, gerando um vazamento de 251,8 m³ de óleo no mar; e (ii) a perda de interface água/óleo no separador de produção da P-53, resultando em entrada de óleo no sistema de água e consequente descarte de água com alto teor de óleo no mar (gerando um vazamento de 122 m³). Nos dois casos, procedimentos imediatos de remediação foram implementados para minimizar os impactos gerados por derramamentos e as causas foram investigadas para fins de prevenção.

Estamos constantemente buscando melhorar nossos padrões, procedimentos e planos de resposta a vazamentos, os quais são estruturados nos níveis local, regional e corporativo.

Em 2019, montamos um plano chamado "Mar Azul", com o objetivo de identificar e endereçar o que poderia causar perda de conteúdo. Esse plano consiste em investimentos para melhorar o gerenciamento de processos e garantir a integridade de nossos equipamentos e instalações.

Como parte de nossos planos, procedimentos e esforços ambientais, mantemos planos de resposta detalhada e de contingência de remediação, a serem implementados em caso de derramamento ou vazamento de óleo de nossas operações *offshore*. O Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) audita, aprova e autoriza a execução desses programas.

Para responder a esses eventos, dispomos de embarcações dedicadas à recuperação de derramamento totalmente equipadas para controle de derramamento de óleo e combate a incêndio, barcos de apoio e outros veículos, além de suporte adicional e barcos de recuperação, barras de contenção, barras absorventes e dispersantes de óleo, entre outros recursos disponíveis para combater derramamentos e vazamentos de petróleo no mar. Esses recursos são distribuídos em Centros de Defesa Ambiental, localizados em áreas estratégicas, a fim de garantir agilidade e coordenação na resposta a derramamentos de petróleo em terra ou no mar.

Temos aproximadamente 300 trabalhadores treinados disponíveis para responder a derramamentos de óleo 24 horas por dia, sete dias por semana, e podemos mobilizar trabalhadores treinados adicionais de um grande grupo de agentes ambientais no país para a limpeza da costa em um curto espaço de tempo. Embora esses trabalhadores estejam localizados no Brasil, eles também estão disponíveis para responder a um derramamento de óleo *offshore* fora do Brasil.

Desde 2012, somos membros da Oil Spill Response Limited ("OSRL"), uma organização internacional que reúne mais de 160 empresas, incluindo grandes empresas globais, empresas nacionais e empresas de óleo e gás independentes, além de empresas de energia e empresas que operam em outras partes do suprimento da cadeia do segmento. A OSRL participa da Global Response Network (Rede de Resposta Global), uma organização composta por várias outras empresas dedicadas a combater derramamentos de óleo. Como membro da OSRL, nós temos acesso a todos os recursos disponíveis nessa rede e aos serviços de intervenção em poços submarinos (*Subsea Well Intervention Services*), que fornecem rápida implantação internacional de equipamentos de restrição e contenção. Os equipamentos de restrição são armazenados e mantidos em bases em todo o mundo, incluindo o Brasil.

Em 2019, realizamos 15 simulações de emergência regionais com a Marinha do Brasil, a Defesa Civil, Bombeiros, Polícia Militar, organizações ambientais, além de governos e comunidades locais.

Continuamos a avaliar e desenvolver iniciativas para abordar preocupações com SMS e reduzir nossa exposição a riscos de SMS em projetos e operações.

A pedido do IBAMA, em 2019 apoiamos ações de resposta emergenciais na região nordeste do Brasil, fornecendo equipamentos e materiais para as frentes operacionais. Nós receberemos reembolso dos custos em que incorremos no suporte a essa emergência. Como parte dos nossos esforços de suporte, mobilizamos dois navios especializados (embarcações para resposta à derramamento de óleo), duas aeronaves e 4.000 metros de barreiras de contenção de petróleo.

MEIO AMBIENTE, SOCIAL E GOVERNANÇA

MEIO AMBIENTE 127
RESPONSABILIDADE SOCIAL 132
GOVERNANÇA 134

Emissões e transição para baixo carbono

Nossa estratégia climática se concentra na descarbonização de nossas operações e visa garantir um alto desempenho em carbono, além de fortalecer a resiliência de nosso negócio de petróleo e gás. Temos um programa de mitigação de carbono em toda a empresa, com um orçamento alocado. Também implementamos estratégias para considerar as emissões de carbono e quantificar o risco de carbono em nosso processo de tomada de decisão. Além disso, trabalhamos para fortalecer nossas opções de longo prazo, focando em P&D e avaliando oportunidades em negócios de baixo carbono que oferecem vantagem competitiva e tem sinergias com nossas atividades. Exemplos de tais negócios incluem combustíveis de aviação renováveis e desenvolvimento de empreendimentos eólicos no mar.

Lançamos um conjunto abrangente de metas de carbono para o médio prazo, abrangendo a década de 2015-2025. Nosso "crescimento sem emissões" tem como alvo 100% dos ativos em todos os nossos negócios (incluindo geração de energia), para todos os gases de efeito estufa ("GEE"). Incluímos emissões diretas (escopo 1) e indiretas de gases de efeito estufa, provenientes da aquisição de energia elétrica e/ou térmica produzida por terceiros (Escopo 2). Também estabelecemos metas de intensidade específicas para os segmentos de refino e exploração e produção e vinculamos, em 2019, metas internas de curto prazo à remuneração dos executivos, inclusive para alguns membros do conselho, nas áreas relacionadas.

Em 2019, nosso desempenho em termos de emissões de GEE foi o seguinte:

- Emissões totais de GEE de 60 milhões de tCO_2e, bem abaixo da nossa meta de crescimento zero, considerando nossas emissões absolutas em 2015, que totalizaram 78 milhões toneladas de CO_2e. Nosso compromisso não deve exceder 78 milhões toneladas de CO_2e em qualquer ano até 2025, a menos que haja uma forte pressão para geração de eletricidade a partir de usinas térmicas devido a eventos nacionais de estresse hídrico;
- Intensidade de carbono em E&P de 17,3 $kgCO_2e$/boe (o indicador kg CO_2e/boe considera produção bruta de petróleo e gás ("Cabeça de poço") em seu denominador), no caminho para alcançar a meta de médio prazo de 15 $kgCO_2e$/boe em 2025;
- Intensidade de carbono no Refino de 42,5 $kgCO_2e$/CWT*, no caminho para atingir a meta de médio prazo de 36 $kgCO_2e$/CWT em 2025.

Nossas metas de intensidade de carbono (E&P e Refino) representaram uma cobertura de 74% das emissões de atividades operadas por nós em 2019.

Nossa estratégia também se concentra na colaboração e continuamos a fazer parcerias com outras empresas e com as comunidades cientifica, de tecnologia e de inovação. Destacamos, por exemplo, nossa participação no *Oil & Gas Climate Initiative* e nosso apoio à implementação da iniciativa do Banco Mundial de "Zero queima de rotina em flaire até 2030". Em nosso programa sobre Conexões para inovação – Módulo *Startups*, realizado em parceria com o Sebrae, o tópico de soluções de baixo carbono foi um dos selecionados. De fato, uma das empresas vencedoras, Pam Selective Membranes, trabalhou na área da tecnologia de captura de carbono.

Além disso, anunciamos atualizações para nosso Caderno de Mudanças Climáticas, um guia interno que estará disponível em nosso site. O caderno de mudanças climáticas detalha nossas contribuições para reduzir a intensidade de carbono de nosso fornecimento de energia e como pretendemos permanecer competitivos neste contexto de evolução.

* O indicador de kg CO_2/CWT foi desenvolvido pela Solomon Associates especificamente para refinarias e foi adotado pelo Sistema Europeu de Comércio de Emissões (Comércio de licenças de emissão da União Européia, EU ETS) e pelo CONCAWE (associação de Empresas europeias de refino e distribuição de petróleo e gás). Uma refinaria CWT (Complexity Weighted Tonne) considera o potencial de emissões de GEE, em equivalência à destilação, para cada unidade de processo. Assim, é possível comparar emissões de refinarias de vários tamanhos e complexidades.

Monitoramos o indicador de kg CO_2/CWT, de acordo com nossa identidade original.

Também monitoramos um indicador adaptado: kg CO_2e/CWT, para permitir a inclusão de emissões de outros gases de efeito estufa (por exemplo, metano), que, no entanto, representam uma pequena porção de nossas emissões de refino.

MEIO AMBIENTE, SOCIAL E GOVERNANÇA

MEIO AMBIENTE 127
RESPONSABILIDADE SOCIAL 132
GOVERNANÇA 134

Responsabilidade social

Direitos humanos

O compromisso com os direitos humanos é fundamental para a sustentabilidade de nossos negócios. Vários documentos que regem nossas atividades detalham nossa abordagem aos direitos humanos, como segue:

- **Código de Ética**: aborda questões como respeito à diversidade, igualdade de oportunidades, relações justas de trabalho, saúde e segurança dos trabalhadores e o direito à livre associação.
- **Política de Recursos Humanos**: afirma que devemos fornecer aos empregados um bom ambiente de trabalho, que promova a diversidade e relacionamentos baseados em confiança e respeito, sem tolerar qualquer forma de assédio ou discriminação.
- **Política de Responsabilidade Social**: busca prevenir e mitigar impactos negativos em nossas atividades diretas, cadeia de suprimentos e parcerias. Baseia-se no respeito aos direitos humanos e busca combater todas as formas de discriminação, estabelecendo padrões relacionados à gestão de risco social, às relações com a comunidade e ao investimento social, presentes nas diretrizes relativas a esses assuntos.
- **Relatório de Sustentabilidade**: relacionamos nossos indicadores e ações aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) descritos no Relatório de Sustentabilidade: correlação com indicadores da Global Reporting Initiative (GRI), metas dos ODS e Princípios do Pacto Global.

Nosso respeito e defesa dos compromissos de direitos humanos também ocorre por meio de iniciativas em favor da equidade de gênero, da igualdade e da proteção da primeira infância. Listamos abaixo nossas principais iniciativas de direitos humanos.

2003	2005	2010	2015	2018	2019
Pacto Global da ONU	**Programa Pró-Equidade de Gênero e Raça**	**Princípios de Empoderamento das Mulheres** **Plano Nacional de Enfrentamento da Violência Sexual contra Crianças e Adolescentes**	**Pacto Nacional pela Erradicação do Trabalho Escravo**	**Carta Aberta Empresas pelos Direitos Humanos** **Iniciativa Empresarial pela Igualdade**	**Rede Nacional Primeira Infância**

Em 2010, aderimos aos sete princípios de empoderamento da ONU mulheres (*UN Women Empowerement Principles – WEPs*), que tratam da promoção da igualdade de gênero no mercado de trabalho e na sociedade. Com o passar do tempo, nossas políticas internas de promoção da equidade de gênero asseguraram o reconhecimento no Prêmio WEPs Brasil 2019, um prêmio organizado por uma parceria entre a ONU Mulheres, a Organização Internacional do Trabalho e a União Europeia, voltado para empresas que promovem a igualdade de gênero e o empoderamento das mulheres.

Em novembro de 2018, ingressamos na Iniciativa Empresarial pela Igualdade, apresentada pela ONG Afrobras e a Faculdade Zumbi dos Palmares. Por meio de seus 10 compromissos, a iniciativa visa promover a igualdade racial, a igualdade de oportunidades e o tratamento justo para todos. Em 2018, também assinamos a Carta Aberta Empresas pelos Direitos Humanos, na qual nos comprometemos, entre outras coisas, a adotar uma política de comunicação e a investigar reclamações e sanções, a fim de suprimir práticas que contradizem nosso Código de Ética.

Também promovemos um compromisso com questões de direitos humanos com nossos fornecedores. Anualmente, atribuímos um prêmio aos nossos melhores fornecedores. Em 2019, criamos uma categoria especial para valorizar as

MEIO AMBIENTE, SOCIAL E GOVERNANÇA

MEIO AMBIENTE 127
RESPONSABILIDADE SOCIAL 132
GOVERNANÇA 134

melhores práticas em equidade de gênero, o Prêmio Especial de Equidade 2018.

Por meio de nossa parceria com a Faculdade Zumbi dos Palmares, em 2019, também realizamos o primeiro Fórum Petrobras de Equidade, do qual nossos principais fornecedores participaram.

Em agosto de 2019, lançamos a Iniciativa Petrobras Primeira Infância. Em 2020, o programa implementará uma série de programas intersetoriais em 15 municípios brasileiros voltados para proteger e impulsionar o desenvolvimento das crianças em seus primeiros seis anos de vida. Em dezembro de 2019, assinamos o Pacto Nacional pela Primeira Infância, um compromisso assinado por vários setores para proteger as crianças no Brasil, que visa fortalecer instituições públicas dedicadas a garantir os direitos previstos na legislação brasileira e promover a melhoria da infraestrutura necessária para proteger os interesses das crianças.

Em novembro de 2019, por meio de nossa parceria com o Instituto Pacto Nacional pela Erradicação do Trabalho Escravo (InPACTO), promovemos um *workshop* com representantes das áreas de Responsabilidade Social, Jurídico, Suprimentos e Transpetro para discutir a prevenção e o combate à escravidão contemporânea na cadeia de suprimentos.

Em todas as nossas atividades, realizamos avaliações de riscos sociais, nas quais procuramos identificar e mitigar potenciais impactos sobre os direitos humanos na cadeia de suprimentos. A avaliação leva a recomendações, incluindo a revisão de planos de resposta a emergências através das lentes do relacionamento com comunidades, monitoramento de ocorrências comunitárias e reclamações, divulgação de projetos e atividades operacionais e inclusão de cláusulas de responsabilidade social nos contratos de serviço, entre outros.

Relacionamento com a Comunidade

Estamos comprometidos em manter um relacionamento de longo prazo com a comunidade baseado no diálogo e na transparência. Para alcançar isso, procuramos conhecer a dinâmica das comunidades vizinhas aos locais onde operamos e seus líderes, e desenvolver planos de relacionamento que monitoramos e avaliamos.

Nesse sentido, buscamos promover o desenvolvimento de colaborações para fortalecer laços, promover networking e gerar benefícios mútuos, permitindo o respeito aos direitos social, ambiental, territorial e cultural das comunidades. Promovemos comitês, reuniões, palestras, visitas e investimentos em programas sociais e ambientais, que estão alinhados com os objetivos de nossos negócios e contribuem para a conservação do meio ambiente e a melhoria das condições de vida das comunidades situadas nos locais onde operamos.

Em 2019, nossos planos de relacionamento comunitário realizaram 364 eventos em comunidades, como reuniões regulares com líderes por meio de comitês comunitários, visitas à comunidade e palestras sobre as atividades das unidades operacionais e sobre tópicos relacionado a segurança, meio ambiente e saúde.

Além disso, fortalecemos nosso trabalho com comunidades, organizações da sociedade civil, setor público e universidades por meio do nosso Programa Petrobras Socioambiental. Essa iniciativa contribui para a conservação ambiental e a melhoria das condições de vida onde temos operações. O programa está alinhado com a nossa política de responsabilidade social, que visa fornecer energia, respeitar os direitos humanos e o meio ambiente, gerenciar nosso relacionamento com comunidades próximas de forma responsável e superar os desafios da sustentabilidade.

Em 2019, nosso investimento social voluntário totalizou US$ 29 milhões, 21% a mais do que o nosso investimento social em 2018 (US$ 24 milhões). Esse aumento leva em consideração a variação cambial do real em relação ao dólar entre 2018 e 2019. Assim, o aumento percentual é de 21% em dólares e 33% em reais. Esse investimento apoia 144 ações socioambientais.

Também incorporamos diretrizes em nosso processo de tomada de decisão relacionado a projetos de investimento de capital, como incorporar uma análise de risco social, incluindo violação a direitos humanos, por um grupo multidisciplinar. Em 2019, 18 projetos foram avaliados quanto a riscos sociais, em comparação com 19 projetos em 2018.

MEIO AMBIENTE, SOCIAL E GOVERNANÇA

MEIO AMBIENTE 127
RESPONSABILIDADE SOCIAL 132
GOVERNANÇA 134

Governança

Desde 2015, implementamos uma série de melhorias de governança.

Como uma das principais ações, estabelecemos um novo modelo de governança corporativa e criamos um conjunto de regras e procedimentos que buscam garantir que nossas decisões estejam alinhadas com a boa governança:

Principais Melhorias de Governança

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

- Membros independentes
- experiência técnica
- checagem de antecedentes
- barreira para indicações politicas

INTERESSE PÚBLICO

- definição
- divulgação nas informações financeiras
- compensação pelo governo

TRANSAÇÕES COM O GOVERNO

- aprovação dos Comitês de Minoritários e de Auditoria
- aprovação qualificada do Conselho de Administracao

MELHORIAS NO PROCESSO DECISÓRIO

- Comitês de assessoramento ao Conselho
- autorizações compartilhadas

OUVIDORIA

- Canal independente e externo

ÁREA DE GOVERNANÇA E CONFORMIDADE

- reporte direto ao Conselho
- demissão qualificada
- Nível 2 da B3

A Lei nº 13.303/16 exige que nosso Conselho de Administração seja formado por pelo menos 25% dos membros independentes. Nosso Estatuto Social aumentou o requisito para 40%. Critérios técnicos para a seleção de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva previstos na Lei nº 13.303/16 e em nosso Estatuto Social proíbem a nomeação de ministros, secretários e outros em certos cargos de administração pública. Nosso Estatuto Social exige requisitos adicionais aos da Lei nº 13.303/16, para avaliar a reputação dos administradores e membros do Conselho Fiscal.

Como somos uma empresa de capital misto, o Governo Federal Brasileiro pode orientar nossas atividades, com o objetivo de contribuir para o interesse público que justificou nossa criação, com o objetivo de garantir o suprimento de derivados de petróleo no território nacional. No entanto, essa contribuição para o interesse público deve ser compatível com nosso objetivo corporativo e com as condições do mercado, e não pode comprometer nossa rentabilidade e sustentabilidade financeira.

Assim, se o atendimento do interesse público exige condições diferentes das de qualquer outra empresa do setor privado operando no mesmo mercado, conforme explicado em nosso Estatuto Social, as obrigações ou responsabilidades que assumimos devem ser definidas em regras ou regulamentos e registradas em um documento, como um contrato ou acordo, amplamente divulgado e com detalhamento de custos e receitas, inclusive no planejamento contábil. Então, o Governo Federal Brasileiro nos compensará, a cada ano fiscal, pela diferença entre condições de mercado e resultado operacional ou retorno econômico da obrigação assumida.

Transações com o Governo Federal Brasileiro que exigem a aprovação do nosso Conselho de Administração e ocorram fora do curso normal dos negócios devem ter sido previamente revisadas pelo comitê de minoritários e aprovadas por dois terços do conselho. O comitê de minoritários é formado por dois membros do nosso Conselho de Administração nomeados por acionistas ordinários e preferenciais minoritários, bem como um membro independente, de acordo com nosso Estatuto Social.

MEIO AMBIENTE, SOCIAL E GOVERNANÇA

MEIO AMBIENTE 127
RESPONSABILIDADE SOCIAL 132
GOVERNANÇA 134

Também realizamos melhorias no nosso processo decisório. Nosso Estatuto Social já estabelece os comitês de assessoramento que revisam todos os matérias submetidos ao Conselho de Administração antes de uma decisão.
A fim de garantir transparência em nossas decisões mais relevantes, implementamos um modelo de autorização compartilhada, onde pelo menos duas pessoas devem tomar uma decisão (o princípio dos quatro olhos).

Nosso canal de denúncias é uma ferramenta independente, confidencial e imparcial. Está disponível para uso externo e interno pelos públicos da Petrobras e de nossas controladas para registrar denúncias de fraude, corrupção, lavagem de dinheiro, assédio, discriminação, SMS e outras questões.

Nosso Conselho de Administração nomeia o diretor de governança e conformidade. A maioria do conselho deve aprovar a destituição de tal função, com o voto de pelo menos um dos diretores eleitos pelos acionistas minoritários.

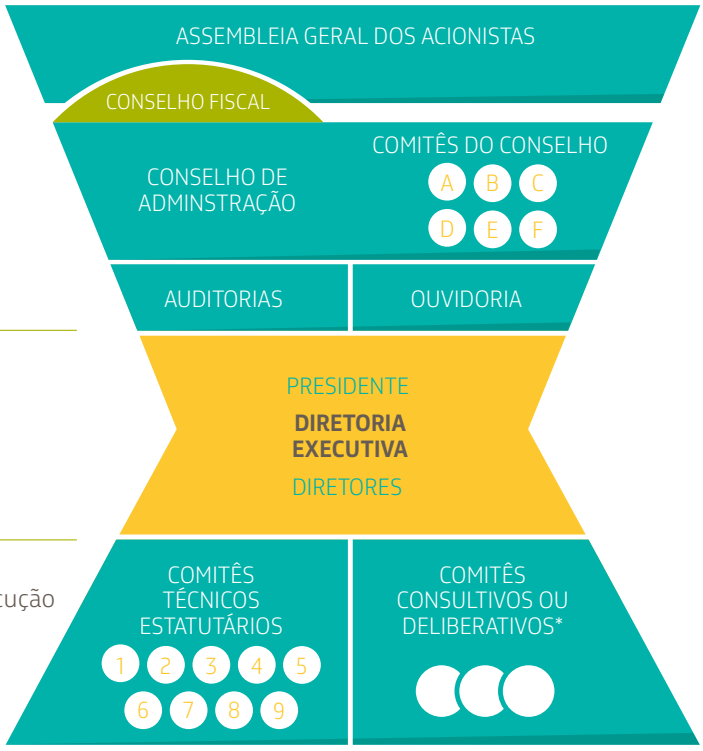
Fazemos parte do nível 2 de governança corporativa da B3, que exige conformidade com regulamentação diferenciada de governança e melhoria na qualidade das informações que fornecemos. A mudança voluntária para o nível 2 do B3 reforça nossos avanços em governança corporativa e ratifica nosso compromisso com a melhoria contínua dos processos e o nosso alinhamento com as melhores práticas do mercado.

Possíveis iniciativas relacionadas às mudanças nas melhorias de governança implementadas requerem formalização e transparência. Na maioria dos casos, é necessária uma assembléia geral se a alteração proposta é de uma regra de governança prevista no nosso Estatuto Social, ou se decorre de uma emenda legislativa a uma disposição da Lei nº 13.303/16.

Estrutura de governança

A estrutura de governança corporativa da Petrobras é composta pela Assembleia Geral de Acionistas, Conselho Fiscal, Conselho de Administração e seus comitês, Auditorias, Ouvidoria-Geral, Diretoria Executiva e seus comitês.

Aprovação das estratégias e controle da execução.



Proposição e execução das estratégias. Gerenciamento e supervisão das operações.

COMITÊS ESTATUTÁRIOS DO CA:

- A Investimentos
- B Auditoria
- C Segurança, Meio Ambiente e Saúde
- D Pessoas
- E Minoritários
- F Auditoria do Conglomerado Petrobras

COMITÊS TÉCNICOS ESTATUTÁRIOS:

1. Desenvolvimento da Produção
2. Exploração e Produção
3. Refino e Gás Natural
4. Financeiro e de Relacionamento com Investidores
5. Assuntos Corporativos
6. Governança and Conformidade
7. Relacionamento Institucional
8. Investimento e Disinvestimento
9. Transformação Digital e Inovação

*A DIRETORIA EXECUTIVA PODERÁ CRIAR COMITÊS CONSULTIVOS OU DELIBERATIVOS CONFORME RELEVÂNCIA DE TEMAS E MATÉRIAS.

MEIO AMBIENTE, SOCIAL E GOVERNANÇA

MEIO AMBIENTE 127
RESPONSABILIDADE SOCIAL 132
GOVERNANÇA 134

Nosso Código de Boas Práticas reúne nossas principais políticas de governança e visa melhorar e fortalecer nossos mecanismos de governança, orientando o desempenho de nossos diretores, executivos, gerentes, empregados e colaboradores.

Assembléia de acionistas

As assembléias de acionistas devem ocorrer em bases ordinária ou extraordinária. Uma assembléia geral ordinária deve ocorrer uma vez por ano para aprovar nossas contas e lucros. Além dos assuntos exigidos por lei, uma assembléia geral extraordinária deve ocorrer para tomar decisões sobre assuntos do nosso melhor interesse, conforme definido em nosso Estatuto Social.

Para informações mais detalhadas sobre nossas assembleias gerais, consulte "Informações aos Acionistas" neste relatório anual.

Nosso Código de Boas Práticas

Temos um Código de Boas Práticas, que é um instrumento aprovado pelo nosso Conselho de Administração que reúne nossas principais políticas de governança (disponível em nosso site), conforme listado abaixo:

- **Divulgação de Ato ou Fato Relevante e Política de Negociação de Valores Mobiliários**
- **Política de Conformidade**
- **Política de Gerenciamento de Risco do Negócio**
- **Política sobre a função de Ouvidoria**
- **Política de Remuneração dos Acionistas**
- **Política de Nomeação para Membros do Comitê de Auditoria, Conselho de Administração, Diretoria Executiva e executivos da Estrutura Geral da Petrobras e Empresas do Sistema Petrobras**
- **Política de Comunicação**
- **Política de Transações com Partes Relacionadas**
- **Política de Governança Corporativa**

ANÁLISE E PERSPECTIVAS OPERACIONAIS E FINANCEIRAS

DESEMPENHO FINANCEIRO DO GRUPO 138
DESEMPENHO FINANCEIRO POR SEGMENTO 149
LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL 151
OUTRAS INFORMAÇÕES 164

ANÁLISE E PERSPECTIVAS OPERACIONAIS E FINANCEIRAS

ANÁLISE E PERSPECTIVAS OPERACIONAIS E FINANCEIRAS

DESEMPENHO FINANCEIRO DO GRUPO 138
DESEMPENHO FINANCEIRO POR SEGMENTO 149
LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL 151
OUTRAS INFORMAÇÕES 164

Desempenho Financeiro do Grupo

Apresentamos sólidos resultados em 2019, com base em uma agenda transformacional apoiada em cinco pilares: (i) maximização do retorno sobre o capital empregado, (ii) redução do custo de capital, (iii) busca incessante por baixos custos, (iv) meritocracia e respeito pelas pessoas e (v) meio ambiente e foco na segurança das operações. Alcançamos fluxo de caixa operacional de US$ 25,6 bilhões, fluxo de caixa livre de US$ 18,4 bilhões e EBITDA ajustado (uma medida não-GAAP definida abaixo) de US$ 32,7 bilhões.

O lucro operacional[1] em 2019 foi de US$ 20,6 bilhões, 22,8% superior a 2018 devido a ganhos na venda de ativos, redução em custos de produção e contingências mais baixas. Esse resultado positivo foi alcançado mesmo com os preços mais baixos do Brent e maiores gastos com abandono, maiores despesas de vendas e maior *impairment*, juntamente com a redução de margens para derivados de petróleo.

O lucro líquido atribuível aos nossos acionistas em 2019 foi de US$ 10,2 bilhões, um aumento de 41,5% em relação a 2018, principalmente como resultado de ganhos de capital em desinvestimentos (principalmente TAG, BR Distribuidora e E&P), parcialmente compensado por maiores despesas financeiras associadas à gestão da dívida, maior *impairment* e menores preços do Brent.

Em 2019, vendemos o controle da Petrobras Distribuidora por meio de uma oferta secundária no mercado de capitais. Essa transação foi a primeira privatização de uma empresa estatal via mercado de capital da história do Brasil, realizada de forma transparente e contribuindo para o desenvolvimento dos mercados de capitais. Dessa forma, de acordo com o IFRS 5 – Ativos não circulantes mantidos para venda e operações descontinuadas, nosso investimento tornou-se uma operação descontinuada, pois representava uma importante linha de negócios destacada. As demonstrações consolidadas de 2019 apresentaram lucro líquido e fluxos de caixa operacional, de investimento e de financiamento relacionados a esse ativo em linhas separadas, como "operações descontinuadas". Além disso, as demonstrações consolidadas para 2018 e 2017 foram ajustadas de maneira semelhante, de acordo com o IFRS 5.

Variações em nossa condição financeira e resultados das operações são resultado de uma combinação de fatores, incluindo:

- o volume de petróleo bruto, derivados de petróleo e gás natural que produzimos e vendemos;
- mudanças nos preços internacionais do petróleo e derivados (denominados em dólares americanos);
- mudanças nos preços domésticos de derivados de petróleo (em reais);
- flutuações no real vs. taxas de câmbio do dólar americano e outras moedas, conforme discutido na Nota 34.2 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas;
- a demanda por derivados de petróleo no Brasil;
- os valores recuperáveis de ativos para fins de testes de *impairment*; e
- a quantidade de participação governamental de nossas operações que somos obrigados a pagar.

Impactos da variação cambial

Como somos uma empresa brasileira e a maioria de nossas operações são realizadas no Brasil, preparamos nossas demonstrações financeiras principalmente em reais, que é nossa moeda funcional e de todas as nossas subsidiárias brasileiras. Também temos entidades que operam fora do Brasil, cuja moeda funcional é o dólar americano. Selecionamos o dólar americano como nossa moeda de apresentação neste relatório para facilitar a comparação com outras empresas de petróleo e gás e para traduzir as demonstrações financeiras consolidadas auditadas do real para o dólar americano, usamos critérios estabelecidos na IAS 21 – "Os efeitos de mudanças nas taxas de câmbio". Com base na IAS 21, nós convertemos (i) todos os ativos e passivos para dólares americanos com a taxa de câmbio vigente na data do Balanço Patrimonial; (ii) todas as contas na demonstração do resultado, outros resultados abrangentes e fluxos de caixa com as taxas médias trimestrais e (iii) os itens de patrimônio líquido com as taxas vigentes nas datas das transações.

1 Equivalente a "Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos", em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

ANÁLISE E PERSPECTIVAS OPERACIONAIS E FINANCEIRAS

DESEMPENHO FINANCEIRO DO GRUPO 138
DESEMPENHO FINANCEIRO POR SEGMENTO 149
LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL 151
OUTRAS INFORMAÇÕES 164

Para isolar o efeito da conversão cambial sobre os resultados das operações, a tabela abaixo apresenta uma reconciliação da demonstração do resultado com a informação financeira em uma base de moeda constante, assumindo as mesmas taxas de câmbio entre cada trimestre para a conversão. Em 2019, os resultados em moeda constante foram calculados convertendo os resultados do 1T-2019, 2T-2019 e 3T-2019 do real em dólares dos EUA com base nas mesmas taxas de câmbio médias usadas no 1T-2018, 2T-2018, 3T-2018 e 4T-2018 (3,3238, 3,8558, 4,009 3,8748, respectivamente).

Demonstração consolidada do resultado e efeito da conversão cambial

	Reportado				Informações financeiras em moeda constante			
	Jan-Dez		Variação		Jan-Dez 2019		Variação[1]	
	US$ milhões				US$ milhões			
	2019	2018	Δ	Δ(%)	Efeitos cambiais de conversão	Resultados em moeda constante	Δ	Δ(%)
Receita de vendas	76.589	84.638	(8.049)	(10)	(6.359)	82.948	(1.690)	(2)
Custos dos produtos e serviços vendidos	(45.732)	(52.184)	6.452	12	3.856	(49.588)	2.596	5
Lucro bruto	30.857	32.454	(1.597)	(5)	(2.503)	33.360	906	3
Despesas de vendas	(4.476)	(3.827)	(649)	(17)	347	(4.823)	(996)	(26)
Despesas gerais e administrativas	(2.124)	(2.239)	115	5	183	(2.307)	(68)	(3)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(799)	(524)	(275)	(52)	74	(873)	(349)	(67)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológicos	(576)	(641)	65	10	46	(622)	19	3
Despesas tributárias	(619)	(670)	51	8	49	(668)	2	–
Impairment	(2.848)	(2.005)	(843)	(42)	184	(3.032)	(1.027)	(51)
Outras receitas e despesas	1.199	(5.760)	6.959	121	(134)	1.333	7.093	123
Lucro (Prejuízo) operacional	20.614	16.788	3.826	23	(1.753)	22.367	5.579	33
Resultado financeiro líquido	(8.764)	(6.484)	(2.280)	(35)	694	(9.458)	(2.974)	(46)
Resultado de participações em investimentos	153	523	(370)	(71)	(16)	169	(354)	(68)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	12.003	10.827	1.176	11	(1.075)	13.078	2.251	21
Imposto de renda e contribuição social	(4.200)	(4.256)	56	1	325	(4.525)	(269)	(6)
Lucro líquido (prejuízo) das operações continuadas	7.803	6.571	1.232	19	(750)	8.553	1.982	30
Lucro líquido (prejuízo) das operações descontinuadas	2.560	843	1.717	204	(38)	2.598	1.755	208
Lucro líquido	**10.363**	**7.414**	**2.949**	**40**	**(788)**	**11.151**	**3.737**	**50**

(1) Variação após o expurgo dos efeitos da conversão cambial entre os períodos utilizados na conversão. Os valores e respectivas variações apresentadas em moeda constante não são medidas de acordo com o IFRS. Nosso cáculo pode não ser comparado ao cálculo de outras empresas e não deve ser considerado como um substituto para qualquer medida calculada de acordo com o IFRS.

Para mais informações sobre nossos recursos funcionais e moeda de apresentação, consulte "Sobre nós" e a Nota 2.2 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Além disso, flutuações na taxa de câmbio têm múltiplos efeitos em nossos resultados operacionais em reais.

Em 2019, o real médio desvalorizou 8,2% em relação ao dólar americano, comparado a uma depreciação de 14,4% em 2018 e uma valorização de 8,3% em 2017. Até 18 de março de 2020, o real se depreciou em 26,8% em relação ao dólar americano, quando comparado a 31 de dezembro de 2019.

ANÁLISE E PERSPECTIVAS OPERACIONAIS E FINANCEIRAS

DESEMPENHO FINANCEIRO DO GRUPO 138
DESEMPENHO FINANCEIRO POR SEGMENTO 149
LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL 151
OUTRAS INFORMAÇÕES 164

Taxas de câmbio do fim do ano

	2019	2018	2017
Taxa de câmbio do fim do ano (reais/US$)	4,03	3,87	3,31
Valorização (desvalorização) durante o ano[1]	(4,1)%	(16,9)%	(1,5)%
Taxa de câmbio média do ano (reais/US$)	3,95	3,65	3,19
Valorização (desvalorização) durante o ano[2]	(8,2)%	(14,4)%	8,3%
Taxa de inflação (IPCA)	4,31%	3,75%	2,95%

(1) Baseado na taxa de câmbio de fim do ano
(2) Baseado na taxa média de câmbio para o ano

Quando o real brasileiro se valoriza em relação ao dólar americano, o efeito é geralmente aumentar as receitas e despesas quando expressas em dólares americanos. Quando o real brasileiro se desvaloriza em relação ao dólar americano, como ocorreu em 2019, o efeito é geralmente diminuir receitas e despesas quando expressas em dólares americanos.

As flutuações da taxa de câmbio podem afetar os resultados das variáveis da seguinte forma:

- Margens: o ritmo em que nossas receitas e despesas totais em reais aumentam ou diminuem com a taxa de câmbio, e seu impacto em nossas margens, é afetado pela nossa política de preços no Brasil. Na ausência de alterações nos preços internacionais de petróleo, derivados de petróleo e gás natural, quando o real aprecia em relação ao dólar americano e não ajustamos nossos preços no Brasil, nossas margens geralmente melhoram. Na ausência de mudanças nos preços internacionais de petróleo, derivados e gás natural, quando o real se deprecia em relação ao dólar e não ajustamos nossos preços no Brasil, nossas margens geralmente declinam. No entanto, é nosso objetivo vender nossos produtos no Brasil em paridade com os preços internacionais dos produtos. Para mais informações sobre nossos preços, consulte "Volumes de vendas e Preços "neste relatório anual.

- Serviço da dívida: a depreciação do real contra o dólar americano também aumenta nosso serviço da dívida em reais, já que o montante de reais necessário para pagar principal e juros sobre dívida em moeda estrangeira aumenta com a depreciação do real. Uma desvalorização do real também aumenta nossos custos de importar petróleo e derivados, bens e serviços importados necessários para nossas operações e nossos impostos de produção. A menos que a depreciação do real seja compensada por preços mais altos para nossos produtos vendidos no Brasil, que é a prática de nossa atual política de preços, uma desvalorização aumenta nossa dívida serviço relativo aos nossos fluxos de caixa, além de reduzir nossas margens operacionais. Quando a nossa dívida líquida denominada em outras moedas aumenta, o impacto negativo de uma depreciação do real em nossos resultados e lucro líquido quando expressos em reais também aumenta, reduzindo assim os ganhos disponíveis para distribuição.

- Lucros acumulados disponíveis para distribuição: a variação da taxa de câmbio também afeta a quantia de lucros acumulados disponível para distribuição por nós quando expresso em dólares americanos. Valores informados como disponíveis para distribuição em nossos registros contábeis estatutários são calculados em reais e preparados de acordo com as IFRS. Eles podem aumentar ou diminuir quando expressos em dólares americanos quando o real valoriza ou desvaloriza em relação ao dólar americano.

Designamos relações de *hedge* para contabilizar os efeitos do *hedge* existentes entre um ganho ou perda cambial de partes de nossas obrigações de dívida de longo prazo (denominados em dólares americanos) e ganho ou perda cambial de nossas receitas com exportações futuras altamente prováveis denominadas em dólar americano, de modo que ganhos ou perdas associados à transação coberta (as exportações futuras altamente prováveis) e o instrumento de *hedge* (obrigações de dívida) são reconhecidos em demonstração do resultado nos mesmos períodos.

Para mais informações sobre nosso *hedge* de fluxo de caixa, consulte as Notas 4.8 e 36.2 (a) às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

ANÁLISE E PERSPECTIVAS OPERACIONAIS E FINANCEIRAS

DESEMPENHO FINANCEIRO DO GRUPO 138
DESEMPENHO FINANCEIRO POR SEGMENTO 149
LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL 151
OUTRAS INFORMAÇÕES 164

Para obter informações sobre nossa exposição cambial relacionada, consulte "Revisão operacional e financeira e perspectivas – Exposição a risco de taxa de juros e taxa de câmbio " nesta seção.

Para mais informações sobre nossa exposição cambial relacionada a ativos e passivos, consulte a Nota 36.2 (e) das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Receitas de vendas

2019 em comparação com 2018

A receita de vendas foi de US$ 76.589 milhões em 2019, uma queda de 10% (US$ 8.049 milhões) em comparação com US$ 84.638 milhões em 2018, devido principalmente a:

- Diminuição da receita doméstica (US$ 6.591 milhões), principalmente como resultado de:

  a) Diminuição da receita de derivados (US$ 5.797 milhões) refletindo principalmente uma queda nos preços médios de diesel, gasolina e nafta quando expressos em dólares, seguindo preços internacionais mais baixos, bem como preços mais baixos de vendas de gasolina (principalmente devido a maiores importações de terceiros e à maior parcela de etanol no mercado de combustíveis), redução das vendas de nafta para a Braskem, menores vendas de diesel (principalmente devido a maiores importações de outros players, aumento do teor médio de biodiesel, parcialmente compensado pela greve dos caminhoneiros em maio de 2018, por maior crescimento econômico) e redução nas vendas de óleo combustível (como resultado de menores vendas para usinas termelétricas);

  b) Menor receita de eletricidade, refletindo basicamente a queda nos preços de liquidação das diferenças (US$ 705 milhões); e

  c) Esses efeitos foram parcialmente compensados por maiores receitas de gás (US$ 504 milhões), após ajustes no preço dos contratos.

- Aumento das receitas de exportação (US$ 2.672 milhões), principalmente impulsionadas por maiores volumes de exportação de petróleo, aumento da produção doméstica de petróleo bruto e aumento do volume de exportação de derivados, principalmente gasolina e óleo combustível; e

- Diminuição da receita de operações no exterior (US$ 4.130 milhões) devido principalmente à venda da refinaria de Pasadena, de ativos de E&P nos EUA e de empresas de distribuição no Paraguai.

2018 em comparação com 2017

As receitas de vendas aumentaram 9%, para US$ 84.638 milhões em 2018 em comparação a US$ 77.884 milhões em 2017, impulsionadas principalmente por:

- Aumento da receita doméstica, no montante de US$ 2.797 milhões, principalmente como resultado de:

  a) Aumento da receita de derivados (US$ 6.260 milhões) refletindo principalmente um aumento nos preços médios de diesel, gasolina e outros derivados de petróleo, como resultado do aumento dos preços internacionais, bem como um aumento no volume de vendas de diesel devido à menor importação por concorrentes. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela redução no volume de vendas, principalmente de gasolina, devido à maior parcela de etanol no mercado doméstico de combustíveis, bem como menor venda de nafta à Braskem; e

  b) Redução da receita de energia elétrica, no valor de US$ 1.589 milhões, como resultado de preços mais baixos quando expresso em dólares americanos.

- Aumento da receita de exportação, no valor de US$ 2.736 milhões, impulsionado pelo aumento dos preços do petróleo e derivados e por maior volume de exportações de gasolina devido à maior participação do etanol no mercado brasileiro, parcialmente compensado pela redução no volume de petróleo exportado devido à menor produção; e

- Aumento da receita de operações no exterior, no valor US$ 1.221 milhões refletindo preços internacionais mais altos.

ANÁLISE E PERSPECTIVAS OPERACIONAIS E FINANCEIRAS

DESEMPENHO FINANCEIRO DO GRUPO 138
DESEMPENHO FINANCEIRO POR SEGMENTO 149
LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL 151
OUTRAS INFORMAÇÕES 164

Volumes e preços de venda

Como empresa verticalmente integrada, processamos a maior parte de nossa produção de petróleo bruto em nossas refinarias e vendemos os produtos refinados de petróleo principalmente no mercado brasileiro. Portanto, o preço dos derivados de petróleo no Brasil tende a ter um impacto mais significativo em nossos resultados financeiros do que os preços do petróleo. Os preços internacionais de derivados de petróleo variam com o tempo, como resultado de muitos fatores, incluindo o preço de óleo cru. Pretendemos vender nossos produtos no Brasil a par dos preços internacionais dos produtos. Depois de plano de desinvestimento anunciado nas refinarias e crescimento da produção de petróleo, esperamos que os preços do petróleo tendam a ganhar importância.

O preço médio do petróleo Brent (conforme relatado pela Bloomberg, uma referência internacional de petróleo preços) foi de US$ 64 por barril em 2019, US$71 por barril em 2018 e US$54 por barril em 2017. Em dezembro de 2019, os preços do petróleo bruto Brent foram em média US$ 66 por barril.

Durante 2019, 73,1% de nossas receitas de vendas foram resultado de vendas de derivados de petróleo, gás natural e outros produtos no Brasil, ante 73,9% em 2018 e 76,8% em 2017.

OPERATING AND FINANCIAL REVIEW AND PROSPECTS

DESEMPENHO FINANCEIRO DO GRUPO 138
DESEMPENHO FINANCEIRO POR SEGMENTO 149
LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL 151
OUTRAS INFORMAÇÕES 164

Para o exercício findo em 31 de dezembro	2019			2018			2017		
	Volume (mbbl, exceto indicação em contrário)	Preço médio líquido (US$)[2]	Receita de vendas (US$ milhões)	Volume (mbbl, exceto indicação em contrário)	Preço médio líquido (US$)[2]	Receita de vendas (US$ milhões)	Volume (mbbl, exceto indicação em contrário)	Preço médio líquido (US$)[2]	Receita de vendas (US$ milhões)
Diesel [1]	264.462	87,00	23.007	266.706	93,23	24.865	235.436	83,43	19.642
Gasolina automotiva	137.928	71,12	9.810	146.681	79,70	11.690	165.456	73,92	12.231
Óleo combustível (incluindo *bunker*)	14.408	71,21	1.026	16.846	73,19	1.233	24.304	58,39	1.419
Nafta	29.942	55,74	1.669	35.296	69,55	2.455	48.880	53,95	2.637
Gás liquefeito de petróleo	83.486	49,82	4.159	84.371	53,22	4.490	85.949	46,53	3.999
Querosene de aviação	43.528	88,04	3.832	44.731	94,07	4.208	41.789	78,11	3.264
Outros derivados de petróleo	60.453	56,41	3.410	57.380	65,68	3.769	60.904	53,49	3.258
Subtotal de derivados	**634.207**	**73,97**	**46.913**	**652.011**	**80,84**	**52.710**	**662.718**	**70,09**	**46.450**
Gás natural (boe)	127.583	46,47	5.929	125.787	43,13	5.425	131.882	37,92	5.001
Etanol, produtos nitrogenados, fontes de energia renováveis e outros produtos não derivados de petróleo	2.621	93,48	245	6.156	59,45	366	35.149	99,52	3.498
Eletricidade, serviços e outros	-	-	2.907	-	-	4.084	-	-	4.839
Mercado total brasileiro	**764.411**	**-**	**55.994**	**783.954**	**-**	**62.585**	**829.749**	**-**	**59.788**
Exportações	268.344	67,39	18.085	216.838	71,08	15.413	240.388	52,74	12.677
Vendas internacionais	36.885	68,05	2.510	85.815	77,38	6.640	88.358	61,33	5.419
Mercado total global	**305.229**	**-**	20.595	**302.654**	**-**	**22.053**	**328.745**	**-**	**18.096**
Receitas de vendas consolidadas	**1.069.640**	**-**	76.589	**1.086.608**	**-**	**84.638**	**1.158.494**	**-**	**77.884**

(1) Em 2018, esta rubrica inclui as receitas relacionadas com o Programa de subvenção à comercialização de óleo diesel, descrito na Nota 37 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.
(2) Preço médio líquido calculado dividindo as receitas de vendas pelo volume para o ano.

ANÁLISE E PERSPECTIVAS OPERACIONAIS E FINANCEIRAS

DESEMPENHO FINANCEIRO DO GRUPO 138
DESEMPENHO FINANCEIRO POR SEGMENTO 149
LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL 151
OUTRAS INFORMAÇÕES 164

Custo dos produtos vendidos

2019 em comparação com 2018

O custo dos produtos vendidos foi de US$ 45.732 milhões em 2019, uma redução de 12% (US$ 6.452 milhões) em comparação com US$ 52.184 milhões em 2018, principalmente devido a:

- Menores custos de produção e menores custos operacionais no exterior, após a alienação de ativos de E&P da Petrobras Americas, a venda de empresas de distribuição no Paraguai e da refinaria de Pasadena;
- Diminuição dos custos de eletricidade devido à redução de demanda por parte das termelétricas; e
- Parcialmente compensado por custos de importação mais altos e aumento das aquisições de petróleo, gerando maior participação de petróleo bruto importado na carga e de gás natural, após o aumento dos preços.

2018 em comparação com 2017

O custo das vendas aumentou 2% para US$ 52.184 milhões em 2018, comparado a US$ 51.198 milhões em 2017, devido principalmente a:

- Maiores despesas com participação governamental e custos de importação de petróleo, derivados de petróleo e gás natural, devido a maiores preços internacionais. A participação governamental também foi impactada pelo aumento da produção em campos com maior valor alíquota de participação especial;
- Aumento dos custos com operações no exterior, como resultado de preços internacionais mais altos; e
- Maior participação das importações de petróleo bruto na matéria-prima processada e de GNL no *mix* de vendas, devido à menor produção.

Os efeitos da conversão cambial parcialmente compensaram os fatores acima mencionados devido à diminuição do custo médio de vendas quando expresso em dólares americanos, refletindo a depreciação do real médio.

Despesas com Vendas

2019 em comparação com 2018

As despesas com vendas foram de US$ 4.476 milhões em 2019, 17% maiores (US$ 649 milhões) em comparação com US$ 3.827 milhões em 2018, principalmente devido a maiores despesas com transporte, como resultado do pagamento de tarifas pelo uso de gasoduto de terceiros após a venda da TAG em junho de 2019, e também ao aumento dos volumes de exportação de derivados de petróleo e de petróleo bruto.

2018 em comparação com 2017

As despesas com vendas aumentaram 6%, para US$ 3.827 milhões em 2018, de US$ 3.614 milhões em 2017, principalmente devido ao aumento de perdas com recebíveis, principalmente relacionados a empresas do setor elétrico, maiores gastos com terminais de regaseificação de GNL e cabotagem, bem como maiores despesas com transporte. As despesas com vendas também aumentaram devido ao pagamento de tarifas para o uso de gasodutos de terceiros, após a venda de Nova Transportadora do Sudeste (NTS) em abril de 2017.

Despesas gerais e administrativas

2019 em comparação com 2018

As despesas gerais e administrativas foram de US$ 2.124 milhões em 2019, uma queda de 5% (US$ 115 milhões) em comparação com US$ 2.239 milhões em 2018, principalmente devido aos efeitos de tradução do câmbio, que resultaram em diminuição da média das despesas gerais e administrativas, refletindo a depreciação do real médio brasileiro, parcialmente compensado por maiores despesas com pessoal após aumentos salariais provenientes do acordo coletivo de trabalho no 4T18 e salários mais altos e promoção de empregados, bem como revisão atuarial dos planos de saúde e previdência.

2018 em comparação com 2017

As despesas gerais e administrativas diminuíram 16%, para US$ 2.239 milhões em 2018, de US$ 2.656 milhões em 2017. Essa redução reflete principalmente menores despesas com terceirizados, consultorias, serviços administrativos e de TI, seguindo a disciplina de controle de despesas.

ANÁLISE E PERSPECTIVAS OPERACIONAIS E FINANCEIRAS

DESEMPENHO FINANCEIRO DO GRUPO 138
DESEMPENHO FINANCEIRO POR SEGMENTO 149
LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL 151
OUTRAS INFORMAÇÕES 164

Custos de Exploração

2019 em comparação com 2018

Os custos de exploração foram de US$ 799 milhões em 2019, um aumento de 52% (US$ 275 milhões) em comparação com US$ 524 milhões em 2018, principalmente devido a maiores gastos com exploração decorrentes de baixas de projetos sem viabilidade comercial e aumento das despesas geológicas e geofísicas.

2018 em comparação com 2017

Os custos de exploração diminuíram 35%, para US$ 524 milhões em 2018, de US$ 800 milhões em 2017, devido principalmente à diminuição de despesas de exploração decorrentes de baixas de projetos sem viabilidade comercial, no valor de US$ 192 milhões e à redução de US$ 61 milhões em provisões relacionadas a penalidades contratuais decorrentes de requisitos de conteúdo local. Uma discriminação de nossos custos de exploração por tipo é apresentada na Nota 26 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Redução ao valor recuperável de ativos (*Impairment*)

2019 em comparação com 2018

Reconhecemos o *impairment* de ativos no valor de US$ 2.848 milhões em 2019, principalmente ativos de E&P e Refino (US$ 1.956 milhões e US$ 697 milhões, respectivamente), principalmente devido à redução significativa dos preços do petróleo e gás natural projetada para o período 2020-2024 e o aumento da provisão para o desmantelamento de áreas, devido à redução das taxas de desconto e a mudanças no cronograma para remoção e tratamento de instalações de produção de petróleo e gás. As estimativas mais altas dos custos de descomissionamento dos campos de E&P no Brasil, principalmente em unidades geradoras de caixa de Papa-Terra, na Bacia de Campos, Uruguá (campos de Uruguá e Tambaú), na Bacia de Santos, e nos campos de Canapu e Golfinho, na Bacia do Espírito Santo, foram parcialmente compensadas pelos efeitos de reversões relacionadas à alienação de campos produtores no Brasil. Além disso, contabilizamos perdas por redução ao valor recuperável em 2019 devido ao adiamento de um projeto para concluir a segunda unidade de refino da RNEST, e também devido à baixa da UFN-III, seguindo nossa decisão de não c oncluir essa planta.

Em 2018, reconhecemos *impairment* de ativos no montante de US$ 2.005 milhões principalmente em ativos de E&P e Refino (US$ 1.391 milhões e US$ 442 milhões, respectivamente), impulsionado principalmente por estimativas mais altas de custos de descomissionamento em propriedades de produção no Brasil, a venda dos campos no Golfo do México e previsões mais baixas de frete referentes a ativos de transporte.

2018 em comparação com 2017

Impairment de ativos no valor de US$ 2.005 milhões foram reconhecidos em 2018 principalmente nos ativos de E&P e Refino (US$ 1.391 milhões e US$ 442 milhões, respectivamente), impulsionado principalmente por estimativas mais altas de custos com descomissionamento em propriedades de produção no Brasil, a venda dos campos no Golfo do México e previsões mais baixas de frete referentes a ativos de transporte. Em 2017, as despesas com *impairment* de US$ 1.191 milhões estavam relacionados principalmente a ativos de refino e gás e energia (US$ 781 milhões e US$ 446 milhões, respectivamente), principalmente devido aos custos mais altos de matéria-prima e menor projeção da margem de refino, bem como à menor expectativa de uma venda bem-sucedida de plantas de fertilizantes e produtos nitrogenados.

As perdas por redução ao valor recuperável em 2018 foram 68% maiores quando em relação a 2017. Veja as notas 4.2, 4.3 e 25 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter mais informações sobre o *impairment* de nossos ativos.

Outras Receitas e Despesas

2019 em comparação com 2018

Outras receitas e despesas totalizaram US$ 1.199 milhões em 2019, comparado a uma despesa de US$ 5.760 milhões em 2018, principalmente devido a:

- Maiores ganhos líquidos na venda e baixa de ativos (US$ 5.630 milhões), como resultado de:

ANÁLISE E PERSPECTIVAS OPERACIONAIS E FINANCEIRAS

DESEMPENHO FINANCEIRO DO GRUPO 138
DESEMPENHO FINANCEIRO POR SEGMENTO 149
LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL 151
OUTRAS INFORMAÇÕES 164

. Ganho com a alienação da TAG (US$ 5.458 milhões);

. Ganho na venda dos campos de Pargo, Carapeba e Vermelho, principalmente com a baixa da provisão para abandono de áreas, como resultado da assunção de despesas pelo comprador para o descomissionamento de áreas relacionadas aos campos (US$ 787 milhões);

. Ganho na venda do Complexo Riacho da Forquilha (34 campos de produção terrestre na Bacia Potiguar) (US$ 221 milhões);

. Ganho na venda de empresas de distribuição no Paraguai (US$ 141 milhões);

. Ganhos em 2018, com a venda dos campos da Lapa e Iara (US$ 689 milhões) e pelo pagamento contingente recebido pela venda da área de Carcará (US$ 300 milhões); e

. Perda na venda do campo Tartaruga Verde e do Módulo III do Campo de Espadarte (US$ 74 milhões).

- Redução das despesas em 2019 com a Plano de Carreira e Remuneração (despesa de US$ 2 milhões em 2019 quando comparado a uma despesa de US$ 293 milhões em 2018);
- Menor equalização de despesas relacionadas à acordos de individualização da produção que preveem equalização de despesas e volumes de produção relacionados aos campos de Sapinhoá, Lula, Tartaruga Verde, Berbigão e Sururu (receita de US$ 2 milhões em 2019 quando comparada a despesa de US$ 279 milhões em 2018); e
- Menor provisão para procedimentos legais, administrativos e de arbitragem (uma despesa de US$ 1.520 milhões em 2019 quando comparado a uma despesa de US$ 2.283 em 2019), principalmente devido a:

. Acordos de unitização com a ANP relacionados ao Parque das Baleias celebrado no 4T18 (US$ 928 milhões);

. Acordo para liquidar a investigação da Lava Jato com as autoridades norte-americanas (US$ 895 milhões) no 3T18;

. Arbitragem nos Estados Unidos referente ao contrato do navio-sonda Titanium Explorer (Vantage) em 2018 (US$ 698 milhões);

. Menor perda cambial sobre a exposição passiva em dólares americanos com a ação coletiva, como resultado da depreciação do real em relação ao dólar americano entre os anos, com liquidação definitiva do passivo em setembro de 2019 (US$ 336 milhões);

. Provisão relacionada à arbitragem dos cotistas da Sete Brasil em 2019 (US$ 740 milhões);

. Reversão de disputas envolvendo impostos estaduais após a adesão ao Programa de Anistia Tributária do Estado do Rio de Janeiro no 4T18 (US$ 319 milhões); e

. Provisão por acidente ambiental no Estado do Paraná com o gasoduto OSPAR no 3T19 (Gasoduto Santa Catarina - Paraná - US$ 155 milhões).

Esses ganhos foram parcialmente compensados por:

- Maiores despesas com a provisão para abandono de áreas (despesas de US$ 155 milhões em 2019 em comparação com uma reversão de despesa de US$ 621 milhões em 2018);
- Montantes mais baixos recuperados da investigação da Lava Jato (uma receita de US$ 220 milhões em 2019 quando comparada a uma receita de US$ 457 milhões em 2018); e
- Maiores despesas com o Programa de Demissão Voluntária, ou PDV (uma despesa de US$ 198 milhões em 2019 quando comparada reversão de despesas de US$ 2 milhões em 2018).

2018 em comparação com 2017

Outras receitas e despesas totalizaram US$ 5.760 milhões em 2018, um aumento de 4% em relação a 2017, quando totalizaram US$ 5.511 milhões em despesas, refletindo principalmente:

- O acordo para liquidar Lava Jato com autoridades dos EUA (US$ 895 milhões) no terceiro trimestre de 2018;
- Um aumento de US$ 1.422 milhões na provisão para processos legais, administrativos e arbitrais, principalmente afetados por: (i) acordos de unitização com a ANP relacionados ao Parque das Baleias celebrado no quarto trimestre de 2018 (US$ 928 milhões); e (ii) arbitragem nos Estados Unidos por contrato do navio-sonda Titanium Explorer (Vantage), também no quarto trimestre de 2018 (US$ 698 milhões). Esses fatores foram parcialmente compensados pela reversão de disputas envolvendo impostos estaduais depois de ingressar no programa estadual de anistia tributária do Rio de Janeiro em o 4T18 (US$ 319 milhões); e

ANÁLISE E PERSPECTIVAS OPERACIONAIS E FINANCEIRAS

DESEMPENHO FINANCEIRO DO GRUPO 138
DESEMPENHO FINANCEIRO POR SEGMENTO 149
LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL 151
OUTRAS INFORMAÇÕES 164

- Perdas no valor justo de opções de venda de commodities relacionados ao *hedge* de parte da produção de petróleo bruto (US$ 416 milhões) realizados em 2018.

Esses aumentos em outras despesas foram parcialmente compensados por:

- Despesas em 2017 que não se repetiram em 2018, relacionadas ao acordo para resolver a ação coletiva nos Estados Unidos (US$ 3.449 milhões); e
- Diminuição do ganho líquido na venda e baixa de ativos no valor de US$ 1.079 milhões, impulsionado principalmente pelo ganho de US$ 1.952 milhões na venda de participações na NTS reconhecido em 2017, quando comparado aos ganhos de 2018, na venda do campo Lapa e Iara (US$ 689 milhões) e pelo pagamento contingente recebido pela venda da área de Carcará (US$ 300 milhões).

Resultado Financeiro Líquido

2019 em comparação com 2018

A despesa financeira líquida foi de US$ 8.764 milhões em 2019, um crescimento de 35% (US$ 2.280 milhões) quando comparado à despesa US$ 6.484 milhões em 2018, devido principalmente a:

- Maior despesa com arrendamentos, devido aos efeitos da adoção da IFRS 16 (US$ 1.504 milhões);
- Diminuição dos ganhos com contratos assinados no setor elétrico (um ganho de US$ 79 milhões em 2019 quando comparado a um ganho de US$ 724 milhões em 2018);
- Ágio na recompra de títulos de dívida (US$ 527 milhões);
- Menores custos de empréstimos capitalizados, como resultado da diminuição do saldo de ativos em construção (US$ 482 milhões);
- Maior atualização monetária da provisão de desmantelamento (US$ 143 milhões), como resultado de maior nível de abandono; e
- Parcialmente compensado por juros mais baixos sobre dívida financeira (US$ 1.073 milhões), devido principalmente à menor dívida média, gerando menores despesas com juros.

2018 em comparação com 2017

A despesa financeira líquida diminuiu 33%, para US$ 6.484 milhões em 2018, de US$ 9.719 milhões em 2017, devido a:

- Menores despesas com juros (US$ 765 milhões) após pagamento antecipado de dívida;
- Receitas financeiras reconhecidas em 2018 com base nos acordos alcançados e conclusão do processo de privatização de empresas do setor elétrico (US$ 724 milhões); e
- Despesas financeiras em 2017 após nossa decisão de aderir aos programas federais brasileiros de liquidação tributária (US$ 837 milhões).

Resultados de participações em investimentos

2019 em comparação com 2018

Tivemos resultados positivos em participações em investimentos de US$ 153 milhões em 2019, uma redução de 71% (US$ 370 milhões) em comparação com US$ 523 milhões em 2018, principalmente como resultado da redução do resultado na Braskem, devido a processos judiciais relacionados a atividades de mineração de sal-gema em Alagoas, parcialmente compensada pelo resultado positivo da BR Distribuidora, como resultado da venda de ações no mercado secundário em julho de 2019, o que levou à sua classificação como investimento medido por equivalência patrimonial.

2018 em comparação com 2017

O ganho com participações em investimentos diminuiu 22% de US$ 673 milhões em 2017 para US$ 523 milhões em 2018, devido à redução dos resultados em investimentos no setor petroquímico, notavelmente a Braskem.

ANÁLISE E PERSPECTIVAS OPERACIONAIS E FINANCEIRAS

DESEMPENHO FINANCEIRO DO GRUPO 138
DESEMPENHO FINANCEIRO POR SEGMENTO 149
LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL 151
OUTRAS INFORMAÇÕES 164

Imposto de Renda

2019 em comparação com 2018

As despesas com imposto de renda foram de US$ 4.200 milhões em 2019, 1% (US$ 56 milhões) em comparação com os US$ 4.256 milhões em 2018, mantendo-se relativamente estável durante o ano. A taxa efetiva de imposto baseada em nossos resultados diminuiu para 35,0% ante 39,3% em 2018.

2018 em comparação com 2017

As despesas com imposto de renda foram de US$ 4.256 milhões em 2018, um aumento de 151% (US$ 2.559 milhões) em comparação com os US$ 1.697 milhões em 2017, como resultado de um lucro tributável mais alto (antes dos impostos) para o ano, parcialmente compensado pelos benefícios fiscais sobre a distribuição de juros sobre capital próprio e por nossa decisão, em 2017, de se beneficiar de programas de liquidação tributária.

A taxa efetiva de imposto baseada em nossos resultados diminuiu para 39,3% comparado a 112,6% em 2017. Em 2018 a diferença entre a taxa legal do imposto sobre as sociedades (34%) e nossa taxa tributária efetiva foi afetada principalmente pelos benefícios fiscais da dedução de juros sobre capital próprio (consulte "Informações aos Acionistas – Dividendos – Pagamento de Dividendos e Juros sobre Capital Próprio " neste relatório anual) e despesas não dedutíveis e receita não tributável incluindo despesas com planos de saúde pós-aposentadoria e resultado de participação em investimentos.

Os benefícios fiscais sobre a distribuição de juros sobre capital próprio ocorrem na medida em que distribuímos dividendos dessa maneira. As despesas relacionadas aos benefícios de assistência médica pós-aposentadoria são reconhecidas e contabilizamos resultados em contas patrimoniais investidas para cada período do relatório.

Veja a Nota 16.5 do nosso relatório financeiro consolidado auditado para reconciliação das alíquotas legais e nossa despesa tributária.

Resultados das operações descontinuadas

2019 em comparação com 2018

O lucro líquido das operações descontinuadas em 2019 foi de US$ 2.560 milhões, um aumento de 204% (US$ 1.717 milhões) comparado a US$ 843 milhões em 2018, principalmente devido aos ganhos decorrentes da oferta subsequente da BR Distribuidora no mercado de capitais em julho 2019.

2018 em comparação com 2017

O lucro líquido das operações descontinuadas em 2018 foi de US$ 843 milhões, representando um aumento de 135% em relação ao aos US$ 359 milhões em 2017, principalmente devido a ganhos da BR Distribuidora decorrentes de acordos firmados em 2018 com empresas do setor elétrico (US$ 710 milhões) e reversão de contingência fiscal referente a acordo extrajudicial da BR Distribuidora relativa a dívida tributária com o estado de Mato Grosso (US$ 347 milhões), parcialmente compensado por maiores despesas com imposto de renda e contribuição social como resultado do aumento do lucro tributável.

Desempenho Financeiro por Segmento

Informações financeiras selecionadas por segmento de negócio

Para o exercício findo em 31 de dezembro	2019	2018	19-18	2017
	(US$ milhões)	(US$ milhões)	%	(US$ milhões)
Exploração e Produção				
Receitas de vendas a terceiros[1][2]	1.062	2.330	(54%)	1.422
Intersegmentos	49.400	50.052	(1%)	40.762
Receita total de venda[2]	**50.462**	**52.382**	**(4%)**	**42.184**
Lucro (prejuízo) líquido[3]	12.624	12.190	4%	7.021
CAPEX[4]	25.081	11.592	116%	12.397
Ativo imobilizado	122.496	116.153	5%	126.487
Refino, Transporte e Marketing				
Receitas de vendas a terceiros[1][2]	58.106	56.793	2%	50.895
Intersegmentos	9.432	16.655	(43%)	16.142
Receita total de venda[2]	67.528	73.448	(8%)	67.037
Lucro (prejuízo) líquido[3]	1.021	2.393	(57%)	4.235
CAPEX[4]	1.463	1.107	32%	1.284
Ativo imobilizado	26.710	27.356	(2%)	33.400
Gás e Energia				
Receitas de vendas a terceiros[1][2]	8.185	8.540	(4%)	9.079
Intersegmentos	3.308	3.701	(11%)	3.261
Receita total de venda[2]	11.493	12.241	(6%)	12.340
Lucro (prejuízo) líquido[3]	4.180	482	767%	1.912
CAPEX[4]	543	433	25%	1.127
Ativo imobilizado	8.181	11.057	(26%)	13.231
Corporativo e outros Negócios				
Receitas de vendas a terceiros[1][2]	995	1.526	(35%)	1.382
Intersegmentos	226	205	10%	201
Receita total de venda[2]	1.221	1.731	(29%)	1.583
Lucro (prejuízo) líquido[3]	(6.273)	(7.382)	(15%)	(13.004)
CAPEX[4]	326	307	7%	276
Ativo imobilizado	1.915	2.856	(33%)	3.580

(1) Nem todos os nossos segmentos possuem receitas significativas de terceiros. Por exemplo, nosso segmento de Exploração e Produção é responsável por grande parte de nossa atividade econômica e dispêndios de capital, mas possui poucas receitas de terceiros.
(2) As receitas de comercialização de petróleo para terceiros são classificados de acordo com os pontos de venda, que podem ser os segmentos de Exploração e Produção ou Refino, Transporte e Marketing.
(3) Atribuível aos nossos acionistas.
(4) Ver definição de CAPEX no Glossário.

ANÁLISE E PERSPECTIVAS OPERACIONAIS E FINANCEIRAS

DESEMPENHO FINANCEIRO DO GRUPO 138
DESEMPENHO FINANCEIRO POR SEGMENTO 149
LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL 151
OUTRAS INFORMAÇÕES 164

Exploração e produção

2019 em comparação com 2018

O lucro líquido atribuível aos nossos acionistas no segmento de E&P foi de US$ 12.624 milhões em 2019, em comparação com US$ 12.190 milhões em 2018. A receita operacional aumentou devido à maior produção, custos de extração mais baixos, despesas mais baixas com contingências legais e maiores ganhos com desinvestimentos, parcialmente compensados por maiores perdas por *impairment*, menores preços do Brent e despesas exploratórias. Veja a Nota 25 do nosso relatório financeiro consolidado auditado para obter mais informações sobre *impairment*. O custo de extração diminuiu 12%, principalmente devido ao aumento da produção, com o início de produção e *ramp-up* de plataformas do pré-sal, principalmente nos campos de Búzios e Lula.

2018 em comparação com 2017

O lucro líquido em nosso segmento de E&P foi de US$ 12.190 milhões em 2018 comparado a US$ 7.021 milhões em 2017. Mesmo com uma menor produção, houve um aumento no resultado operacional devido aos efeitos dos preços mais altos do Brent. Além disso, tivemos maiores custos com *impairment* e maiores gastos com participações governamentais e acordos e contingências judiciais, mitigados pelo resultado positivo com o descomissionamento de áreas. Veja Nota 25 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para mais informações sobre *impairment*. O custo de extração diminuiu 4%, principalmente devido a menores despesas com intervenções em poços.

Refino, Transporte e Comercialização

2019 em comparação com 2018

Em 2019, o lucro líquido atribuível aos nossos acionistas no segmento de refino foi de US$ 1.021 milhões, menor que em 2018 (US$ 2.393 milhões). O menor lucro operacional foi devido a margens e volumes mais baixos de diesel e gasolina vendidos no mercado brasileiro, o efeito da conversão cambial e a redução do efeito positivo do giro dos estoques de aproximadamente US$ 0,8 bilhão, além de maiores despesas com vendas, maior *impairment* (RNEST, Comperj e Pasadena) e maiores gastos com ações judiciais relacionadas a impostos ambientais juntamente com contingências relacionadas ao gasoduto OSPAR. Esses fatores foram parcialmente compensados por maiores volumes e margens nas exportações de óleo combustível e petróleo bruto. O custo unitário de refino diminuiu devido a menores custos com pessoal em dólares americanos combinados à variação cambial no período.

2018 em comparação com 2017

Em 2018, o lucro líquido atribuível aos nossos acionistas no segmento de refino foi de US$ 2.393 milhões, menor em relação a 2017 (US$ 4.235 milhões). O lucro operacional foi menor devido à menor margem de derivados de petróleo, principalmente gasolina, diesel e GLP, e maiores despesas com vendas, parcialmente compensadas por estoques formados a preços mais baixos e redução do *impairment*. A implementação de medidas de otimização de custos resultou em uma redução no custo unitário de refino.

Gás e energia

2019 em comparação com 2018

O lucro líquido atribuível aos nossos acionistas foi de US$ 4.180 milhões em 2019, em comparação com US$ 482 milhões em 2018. O lucro operacional aumentou devido à venda de uma participação de 90% na TAG em junho de 2019, apesar das maiores despesas de vendas com o pagamento das tarifas da TAG.

2018 em comparação com 2017

O lucro líquido atribuível aos nossos acionistas foi de US$ 482 milhões em 2018, em comparação com US$ 1.915 milhões em 2017. A redução foi devido a maiores despesas de vendas com o uso de gasodutos da rede sudeste e o ganho com a venda de nossa participação na NTS em 2017, parcialmente compensado por melhores margens e diminuição do *impairment*.

ANÁLISE E PERSPECTIVAS OPERACIONAIS E FINANCEIRAS

DESEMPENHO FINANCEIRO DO GRUPO 138
DESEMPENHO FINANCEIRO POR SEGMENTO 149
LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL 151
OUTRAS INFORMAÇÕES 164

Liquidez e recursos de capital

Liquidez e recursos de capital

US$ milhões	2019	2018
Caixa e equivalentes de caixa ajustados no início do período(1)	**14.982**	**24.404**
Títulos públicos federais e time deposits acima de 3 meses no início do período	(1.083)	(1.885)
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	**13.899**	**22.519**
Recursos gerados pelas atividades operacionais	25.600	26.353
Atividades operacionais das operações continuadas	25.277	25.447
Atividades operacionais das operações descontinuadas	323	906
Recursos utilizados em atividades de investimento	(1.684)	(4.504)
Atividades de investimento das operações continuadas	(3.496)	(4.460)
Investimentos em áreas de negócios	(7.224)	(11.108)
Bônus de assinatura	(1.339)	(841)
Excedente de Cessão Onerosa	(15.341)	–
Recebimentos pela Venda de Ativos (Desinvestimentos)	10.413	5.791
Revisão Cessão Onerosa	8.361	–
Dividendos recebidos	1.436	994
Investimentos em títulos e valores mobiliários	198	704
Atividades de investimento das operações descontinuadas	1.812	(44)
(=) Fluxo de Caixa das atividades operacionais e de investimento	**23.916**	**21.849**
Recursos líquidos utilizados pelas atividades de financiamentos das atividades continuadas	**(31.561)**	**(29.694)**
Financiamentos líquidos	(24.310)	(29.009)
Captações	7.464	10.707
Amortizações	(31.774)	(39.716)
Amortizações de Arrendamentos	(5.207)	–
Dividendos pagos a acionistas Petrobras	(1.877)	(625)
Dividendos pagos a acionistas não controladores	(138)	(103)
Participação de acionistas não controladores	(29)	43
Atividades de financiamento das operações descontinuadas	(508)	(156)
Recursos líquidos gerados (utilizados) pelas atividades de financiamentos	(32.069)	(29.850)
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	1.631	(619)
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	**7.377**	**13.899**
Títulos públicos federais e time deposits acima de 3 meses no fim do período	888	1.083
Caixa e equivalentes de caixa ajustados no fim do período	**8.265**	**14.982**

(1) Caixa e equivalentes de caixa ajustados representam uma medida não GAAP que compreende Caixa e equivalentes de caixa, títulos governamentais e *time deposits* de instituições financeiras no exterior com alta qualificação de risco, com vencimento superior a 3 meses, considerando a expectativa de realização destes instrumentos no curto prazo.

ANÁLISE E PERSPECTIVAS OPERACIONAIS E FINANCEIRAS

DESEMPENHO FINANCEIRO DO GRUPO 138
DESEMPENHO FINANCEIRO POR SEGMENTO 149
LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL 151
OUTRAS INFORMAÇÕES 164

Fluxo de Caixa Livre

Utilizamos o fluxo de caixa livre como uma medida suplementar para avaliar nossa liquidez e apoiar o gerenciamento de alavancagem.

O fluxo de caixa livre não é definido pelo IFRS e não deve ser considerado isoladamente ou como um substituto para caixa e equivalentes de caixa calculados de acordo com o IFRS. Além disso, pode não ser comparável ao fluxo de caixa livre de outras empresas.

Nossa métrica de fluxo de caixa livre compreende caixa líquido fornecido pelas atividades operacionais menos aquisição de imobilizado, ativos intangíveis (exceto bônus de assinatura, incluindo a licitação para excedente da Cessão Onerosa, pago pela obtenção de concessões para exploração de petróleo e gás natural) e investimentos em investidas, conforme apresentado abaixo:

Conciliação do fluxo de caixa livre

Jan-Dez	2019	2018
Caixa líquido gerado pelos ativos das atividades operacionais	25.600	26.353
(-) Aquisição de ativos intangíveis e imobilizado (exceto o leilão do excedente do Contrato de Cessão Onerosa)	(8.556)	(11.905)
(+) Outros bônus de assinatura pagos para exploração de ativos de E&P[1]	1.339	841
(-) Investimento em investidas	(7)	(44)
Fluxo de caixa livre	**18.376**	**15.245**

(1) Bônus de assinatura pagos pelos regimes de Concessão e Partilha de Produção, incluídos em "Aquisição de ativos intangíveis e Imobilizado".

Além disso, em agosto de 2019, aprovamos uma nova Política de Remuneração aos Acionistas, que visa estabelecer um parâmetro objetivo para o pagamento dos lucros, proporcionando maior transparência aos investidores, considerando nosso endividamento e fluxo de caixa.

Para obter mais informações sobre nossa nova Política de Remuneração aos Acionistas, consulte "Informações aos Acionistas" neste relatório anual.

Nosso fluxo de caixa livre em 2019 aumentou 21%, refletindo principalmente investimentos mais baixos em imobilizado.

Os principais usos de recursos no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2019 foram de obrigações de serviço da dívida, incluindo pré-pagamento de dívidas e arrendamentos (US$ 36.981 milhões), aquisição de ativos imobilizados e intangíveis e a licitação para o excedente da Cessão Onerosa (US$ 23.897 milhões). Esses fundos foram principalmente providos por atividades operacionais (US$ 25.373 milhões), alienação de ativos (US$ 10.413 milhões), reembolso referente à Cessão Onerosa (US$ 8.361 milhões) e proventos do financiamento (US$ 7.464 milhões).

Fontes de financiamento

Em 2019, nossa estratégia de financiamento foi financiar nossas necessidades de investimentos e preservar nosso saldo de caixa e liquidez, além de cumprirmos com nossas obrigações de pagamento de principal e juros.

Seguimos nossa estratégia de financiamento em 2019 da seguinte forma:

(i) usando fluxo de caixa das operações;

(ii) avançando com nossa gestão de portifólio; e

ANÁLISE E PERSPECTIVAS OPERACIONAIS E FINANCEIRAS

DESEMPENHO FINANCEIRO DO GRUPO 138
DESEMPENHO FINANCEIRO POR SEGMENTO 149
LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL 151
OUTRAS INFORMAÇÕES 164

(iii) avançando com nosso programa de gestão de dívida, contraindo novas dívidas de fontes de financiamento para pagar antecipadamente empréstimos caros com alguns de nossos credores.

Fluxo de caixa de atividades operacionais

O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais diminuiu 2,9%, para US$ 25.600 milhões em 2019, ante US$ 26.353 milhões em 2018, devido principalmente a preços mais baixos do petróleo e margens de refino e maiores gastos com contingências.

Desinvestimentos

De 1 de janeiro de 2019 a 16 de março de 2020, assinamos contratos de vendas de ativos totalizando US$ 16,3 bilhões. Nesse período, a entrada de caixa pela venda de ativos foi de US$ 14,7 bilhões, o que representa os valores recebidos no fechamento das transações e pagamentos antecipados relacionados a certas transações que ainda não foram concluídas.

Ativos	Valor recebido[1] (US$ bilhões)
Alienação integral da participação societária da Petrobras nas empresas Petrobras Paraguay Distribución Limited (PPDL UK), Petrobras Paraguay Operaciones y Logística SRL (PPOL) e Petrobras Paraguay Gas SRL (PPG)	0,38
Alienação integral das ações detidas pela Petrobras America Inc. nas empresas que compõem o sistema de refino de Pasadena, nos Estados Unidos	0,47
Alienação de 90% de participação na Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	8,72
Alienação de 33,75% do capital da BR Distribuidora por meio de Oferta Pública de Distribuição Secundária de ações.	2,55
Cessão total da participação da Petrobras no Campo Maromba	0,02
Cessão da participação total nos campos de Pargo, Carapeba e Vermelho, o chamado Polo Nordeste, localizados em águas rasas na costa do estado do Rio de Janeiro	0,32
Cessão de 50% dos direitos de exploração e produção do campo de Tartaruga Verde e Módulo III do campo de Espardate	0,95
Alienação integral da participação societária detida pela Petrobras (50%) na empresa Petrobras Oil & Gas B.V. ("PO&G BV")	0,81
Venda de 50% de participação na empresa Belem Bioenergia Brasil (BBB), subsidiária da Petrobras Biocombustíveis S.A. (PBIO)	-
Cessão total em 34 campos de produção terrestres, localizados na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte	0,3
Pré-pagamento pela venda de nossa participação total no campo de Baúna	0,05
Pré-pagamento pela venda do *cluster* de Pampo e Enchova	0,05
Pré-pagamento pela venda do *cluster* de Macau	0,05
Pré-pagamento pela venda do *cluster* de Lagoa Parda	0,001
Pré-pagamento pela venda do campo de Frade	0,008
Pré-pagamento pela venda do *cluster* de Tucano Sul	0,001
Valor total	**14,7**

(1) Informações atualizadas em 9 de março de 2020.

Para obter informações adicionais sobre desinvestimentos, consulte "Gestão de Portfólio" neste relatório anual.

Dívida

Nossos recursos provenientes de financiamento são compostos por títulos emitidos no mercado de capitais internacional, debêntures emitidas no Brasil e recursos captados de agências de crédito à exportação e de mercado bancário nacional e internacional.

Além disso, nossa dívida total inclui obrigações de arrendamento mercantil. Dentre as mudanças decorrentes da IFRS 16, a norma eliminou a classificação entre arrendamentos financeiros e operacionais, passando a valer um modelo único para o arrendatário em que todos os arrendamentos resultam no reconhecimento de ativos relacionados ao direito de uso e passivos de arrendamento.

A mudança nos requisitos contábeis não afeta o caixa e equivalentes de caixa nem o patrimônio líquido.

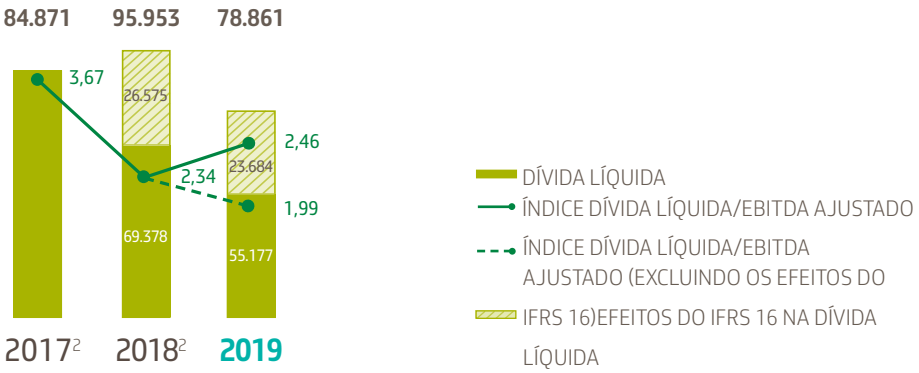
Para mais informações sobre a IFRS 16, consulte a Nota 2.3.1 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

ANÁLISE E PERSPECTIVAS OPERACIONAIS E FINANCEIRAS

DESEMPENHO FINANCEIRO DO GRUPO 138
DESEMPENHO FINANCEIRO POR SEGMENTO 149
LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL 151
OUTRAS INFORMAÇÕES 164

Considerando os efeitos da IFRS 16, nossa dívida bruta totalizou US$ 87.121 milhões, e a Dívida Líquida, representando a soma de empréstimos de curto e longo prazos e passivos de financiamento e arrendamento mercantil (IFRS 16), deduzido por caixa e equivalentes de caixa, títulos públicos federais e depósitos com prazo com vencimento em três meses totalizou US$ 78.861 milhões. Considerando a adoção do IFRS 16 pela primeira vez em 1 de janeiro, nossa dívida líquida diminuiu de US$95.953 milhões para US$ 78.861 milhões, devido a recompra ao pré-pagamento de dívidas.

Dívida Líquida (US$ milhões) e Índice Dívida Líquida/ Ebitda Ajustado[1] (x)



[1] A Dívida Líquida é em dólares americanos e a base para o cálculo da relação é em reais. Para reconciliação da Dívida Líquida/EBITDA Ajustado, uma medida não GAAP, consulte "Dívida Líquida/EBITDA Ajustado"neste relatório anual.
[2] Para fins comparativos, os valores da dívida líquida de 31 de dezembro de 2018 mostrados acima consideram a aplicação inicial da ifrs 16 em 1 de janeiro de 2019. O valor da dívida líquida de 2017 não considera efeitos da adoção da IFRS 16.

Para reconciliação da Dívida Liquida, uma medida não-GAAP, veja "Índice Dívida Liquida/EBITDA Ajustado" neste relatório anual.

Dívida Financeira

Perfil da dívida

Em 2019, os recursos obtidos com financiamento totalizaram US$ 7.464 milhões, refletindo principalmente: (i) títulos no mercado de capitais internacional no valor de US$ 2.980 milhões, dos quais US$ 737 milhões referem-se à reabertura de títulos com vencimento em 2029, e o restante refere-se a novos títulos emitidos com vencimento em 2049; e (ii) debêntures emitidas no valor de US$ 1.685 milhões.

Atualmente, emitimos títulos no mercado de capitais internacional por meio de nossa subsidiária integral PGF. Nós garantimos total e incondicionalmente tais títulos emitidos pela PGF, e a PGF não é obrigada a enviar relatórios periódicos à SEC. Veja a Nota 39 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Em 2020, para nos protegermos da atual crise relacionada à pandemia do COVID-19 e da volatilidade dos preços do petróleo, solicitamos aos bancos que desembolsassem parte de nossas linhas de crédito compromissadas no valor total de aproximadamente US$ 8 bilhões.

O custo médio de nossa dívida caiu abaixo de 6% ao ano, chegando a 5,9% ao ano. Enquanto isso, a duração média aumentou de 9,14 anos em dezembro de 2018 para 10,79 anos em dezembro de 2019.

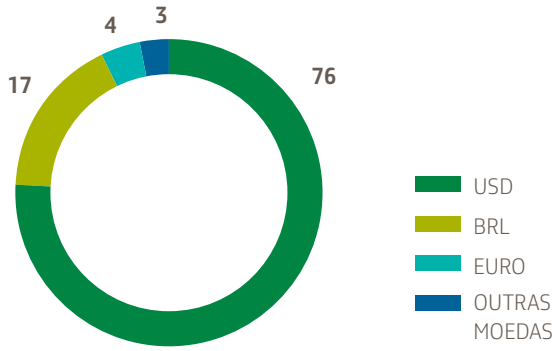
	2019	2018	2017
Taxa média dos financiamentos	5,9%	6,1%	6,1
Prazo médio da dívida (em anos)	10.79	9.14	8.62
Alavancagem (%)[(1)]	44	46	57

(1) Essa alavancagem considera valor de mercado. Considerando o valor contábil do Patrimonio Líquido, a alavangagem é de 52% em 2019, 49% em 2018 e 51% em 2017.

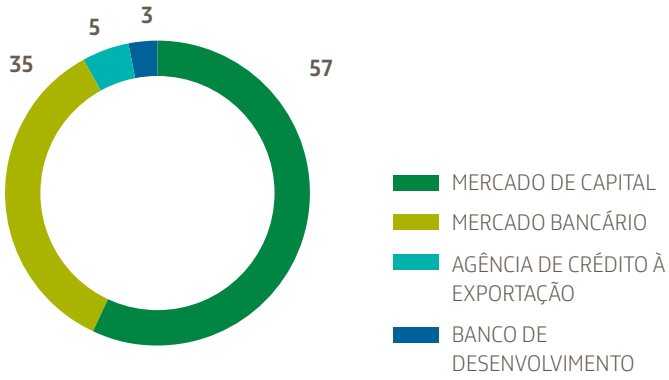
ANÁLISE E PERSPECTIVAS OPERACIONAIS E FINANCEIRAS

DESEMPENHO FINANCEIRO DO GRUPO 138
DESEMPENHO FINANCEIRO POR SEGMENTO 149
LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL 151
OUTRAS INFORMAÇÕES 164

Perfil da dívida por moeda (%)



Perfil da dívida por categoria (%)



Em 31 de dezembro de 2019, nossa dívida total de curto prazo, incluindo juros acumulados, totalizava US$ 4.469 milhões, comparado a US$ 3.667 milhões em 31 de dezembro de 2018.

Nossa dívida de longo prazo totalizava US$ 58.791 milhões em 31 de dezembro de 2019, comparados a US$ 80.508 milhões em 31 de dezembro de 2018. Essa redução deveu-se, principalmente, à recompra de títulos globais e pré-pagamento de dívida.

Consulte a Nota 32 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter informações mais detalhadas de nossa dívida, cronograma de rolagem de nossa dívida por fonte e outras informações.

Para mais informações sobre nossos valores mobiliários, incluindo nossos títulos, consulte o Anexo 2.4 deste relatório anual.

Rating

Três grandes agências de *rating* nos atribuem notas de crédito (S&P, Moody's e Fitch). Nossas notas de crédito são baseadas na nossa saúde financeira e são altamente influenciadas pela nota de crédito soberana brasileira.

Notas de créditos globais

	2020(1)	2019(2)	2018
Standard & Poor's	BB-	BB-	BB-
Moody's	Ba2	Ba2	Ba2
Fitch	BB-	BB-	BB-

(1) Em 16 de março de 2020.
(2) Em 31 de dezembro.

Notas de crédito *stand-alone*

	2020(1)	2019(2)	2018(2)
Standard & Poor's	BB	BB	BB-
Moody´s	Ba2	Ba2	Ba3
Fitch	BBB	BB+	BB-

(1) Em 16 de março de 2020.
(2) Em 31 de dezembro.

Em 2019, a S&P, a Fitch e a Moody's aumentaram nossas notas de crédito *stand-alone* (S&P em um nível, de BB- para BB; Fitch em dois níveis, de BB- a BB +; Moody's em um nível, de Ba3 a Ba2).

ANÁLISE E PERSPECTIVAS OPERACIONAIS E FINANCEIRAS

DESEMPENHO FINANCEIRO DO GRUPO 138
DESEMPENHO FINANCEIRO POR SEGMENTO 149
LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL 151
OUTRAS INFORMAÇÕES 164

Nós também tivemos a perspectiva global de *rating* alterada de estável para positiva pela S&P, enquanto a Fitch e a Moody's nos mantiveram em perspectiva estável. Em 2020, a Fitch realizou outra atualização em nossa nota de crédito *stand-alone*, aumentando em dois pontos, de BB + a BBB, segundo nível na escala de grau de investimento.

Mantivemos nossa nota de crédito global em BB- (S&P e Fitch) e Ba2 (Moody's). Essas atualizações refletem a melhoria geral em nosso desempenho operacional e financeiro.

Exposição à taxa de juros e à taxa de câmbio

A tabela abaixo fornece informações resumidas sobre nossa exposição às taxas de juros e câmbio em nossa carteira de dívida financeira total para 2019 e 2018, incluindo dívidas de curto e longo prazo.

Portfólio da Dívida

	Carteira de dívida total[1] (%)		
	2019	2018	2017
	(%)	(%)	(%)
Denominada em Real:			
Taxa fixa	6,0	3,2	3,3
Taxa flutuante	10,6	15,8	16,4
Subtotal	16,6	19,0	19,7
Denominada em Dólares Norte-Americanos:			
Taxa fixa	44,8	40,4	40,7
Taxa flutuante	31,5	33,8	32,4
Subtotal	76,3	74,2	73,1
Outras moedas:			
Taxa fixa	7,1	6,6	6,9
Taxa flutuante	0,0	0,2	0,3
Subtotal	7,1	6,8	7,2
Total	**100,0**	**100,0**	**100,0**
Dívida de taxa flutuante:			
Denominada em Real	10,6	15,8	16,4
Denominados em moeda estrangeira	31,5	34,0	32,6
Dívida de taxa fixa:			
Denominada em Real	6,0	3,2	3,3
Denominada em moeda estrangeira	51,9	47,0	47,7
Total	100,0	**100,0**	**100,0**
USD	76,3	74,2	73,1
Euro	4,0	4,2	4,9
GBP	3,0	2,6	2,2
YEN japonês	0,0	0,0	0,1
Real brasileiro	16,7	19,0	19,7
Total	**100,0**	**100,0**	**100,0**

(1) Curto e longo prazos.

ANÁLISE E PERSPECTIVAS OPERACIONAIS E FINANCEIRAS

DESEMPENHO FINANCEIRO DO GRUPO 138
DESEMPENHO FINANCEIRO POR SEGMENTO 149
LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL 151
OUTRAS INFORMAÇÕES 164

Praticamos o gerenciamento integrado de riscos em todos os processos de tomada de decisão com os quais estamos envolvidos. Portanto, não nos concentramos nos riscos individuais de nossas operações ou unidades de negócios, mas, em vez disso, tomamos uma visão mais ampla de nossas atividades consolidadas, capturando possíveis *hedges* naturais, quando disponíveis. Com relação ao gerenciamento de riscos financeiros, incluindo riscos de mercado, usamos ações estruturais por meio do gerenciamento de nossos níveis de patrimônio líquido e endividamento, em vez de aplicar o uso de instrumentos financeiros derivativos.

A gestão de risco de mercado se concentra nas incertezas inerentes ao cumprimento de nossos objetivos e metas com o estabelecimento de planos de ação para uma combinação equilibrada de risco, retorno e liquidez. Limites aceitáveis de riscos de mercado dependem das condições do ambiente de negócios, como níveis de preços, taxas e volatilidade de fatores de risco, incertezas políticas, macroeconômicas e outras incertezas que influenciam significativamente nosso desempenho econômico e financeiro. Definimos os limites para riscos de mercado quando elaboramos cada novo plano estratégico que adotamos, considerando nossos objetivos estratégicos, metas, valor esperado e liquidez dos recursos financeiros necessários para a implementação desse plano estratégico. O uso de instrumentos financeiros, como derivativos, pode ser necessário para atender às nossas necessidades.

Em geral, nossa dívida com taxas flutuantes em moeda estrangeira está sujeita principalmente a flutuações na LIBOR. Nossa dívida com taxas flutuantes denominadas em reais está sujeita a flutuações no Depósito Interbancário (Taxa DI) e à Taxa de Juros de Longo Prazo brasileira, ou "TJLP", conforme estabelecido pelo CMN.

Estamos tomando medidas para mitigar o impacto potencial da descontinuação da LIBOR até 2021 em nossos contratos de dívida para substituir a LIBOR por outra taxa de referência, mas de acordo com informações que temos até agora, não acreditamos que esse evento deva representar um risco material para nossos resultados consolidados e condição financeira.

Geralmente, não usamos instrumentos derivativos para gerenciar nossa exposição à variação da taxa de juros, mas podemos utilizar esses instrumentos financeiros no futuro.

O risco cambial ao qual estamos expostos tem maior impacto no balanço patrimonial e deriva principalmente da incidência de obrigações não denominadas em reais em nossa carteira de dívida. Com respeito ao gerenciamento de riscos cambiais, adotamos uma visão mais ampla de nossas atividades consolidadas, capturando possíveis *hedges* naturais sempre que disponíveis, beneficiando-nos da correlação entre nossas receitas e despesas. A curto prazo, a administração de nosso risco cambial envolve alocar nossas aplicações financeiras entre o real e outras moedas estrangeiras. Nossa estratégia, reavaliada anualmente na revisão do nosso Plano Estratégico 2020-2024, também pode envolver o uso de instrumentos financeiros, como derivativos, para proteger certos passivos, minimizando a exposição ao risco de câmbio, especialmente quando estamos expostos a uma moeda estrangeira na qual não há entrada de caixa esperado, por exemplo, libra esterlina.

Em 2017, celebramos operações com derivativos, por meio de nossa subsidiária indireta Petrobras Global Trading BV ("PGT"), na forma de *cross currency swaps* (troca entre moedas) para proteger contra a exposição em libras esterlinas versus dólares americanos, decorrentes de emissões passadas de títulos nessa moeda. Em 2018, também participamos, através da PGT, de operações de derivativos

denominados não-entregáveis para proteção contra exposição em euros e libras esterlinas versus dólares americanos, decorrentes de emissões passadas de títulos nessa moeda.

Em setembro de 2019, contratamos operações com derivativos para proteger contra a exposição ao fluxo de caixa resultante de dívida emitida em reais, a primeira série da 7ª emissão de debêntures, com o *swap* de taxa de juros IPCA x CDI vencendo em setembro de 2029 e setembro de 2034 e as operações de *cross-currency swap* CDI x dólar vencendo em setembro de 2024 e setembro de 2029.

Nós designamos relações de *hedge* de fluxo de caixa para refletir a essência econômica do mecanismo de *hedge* entre dívida denominada em dólar e receitas de vendas futuras.

Consulte "Análise e perspectivas operacionais e financeiras – desempenho financeiro do grupo - Impactos da variação cambial" neste relatório anual e nas notas 4.8 e 34.2 (a) de nosso consolidado auditado demonstrações financeiras para obter mais informações sobre nosso *hedge* de fluxo de caixa.

Consulte a Nota 36.2 (e) de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter mais informações sobre nossos riscos de taxa de juros e taxa de câmbio, incluindo uma análise de sensibilidade demonstrando o potencial impacto de uma mudança adversa de 25% (ou 50%) nas variáveis subjacentes em 31 de dezembro de 2019.

Para obter mais informações sobre o cronograma de vencimentos e a moeda esperados, os fluxos de caixa de principal e os juros, taxas de juros médias relacionadas às nossas obrigações de dívida, risco de crédito e risco de liquidez, consulte Notas 32, 36.4 e 36.5 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Passivos de Arrendamento

Com a adoção da IFRS 16, reconhecemos, em 1º de janeiro de 2019, US$ 26.575 milhões no saldo do imobilizado de ativos referentes aos direitos de uso dos ativos arrendados e a mesma quantia do passivo de arrendamento. A partir de 31 de dezembro de 2019, o valor dos passivos de arrendamento mercantil totalizou US$ 23.861 milhões.

Métrica Dívida Líquida / EBITDA Ajustado

A relação Dívida Líquida / EBITDA Ajustado é uma métrica usada em nosso Plano Estratégico 2020-2024 que apóia nossa gestão na avaliação de nossa liquidez e alavancagem. Todas as métricas incluídas no nosso Plano Estratégico 2020-2024 estão em dólares americanos. Atualmente, nossas métricas são medidas em reais.

O EBITDA Ajustado representa uma medida alternativa ao nosso caixa líquido fornecido pelas atividades operacionais e é computado usando o EBITDA (lucro líquido antes do resultado financeiro, imposto de renda, depreciação, exaustão amortização) ajustado pelo resultado de participações em investidas, *impairment*, ajustes acumulados de conversão reclassificados para o resultado e resultado da alienação e baixa de ativos.

Ao calcular o EBITDA ajustado, ajustamos nosso EBITDA para o ano, adicionando ganhos e perdas cambiais resultantes de provisões para processos judiciais denominados em moedas estrangeiras. Provisões legais em moedas estrangeiras, principalmente, consistem em nossa parte da provisão para liquidação de ação coletiva nos EUA assinada em dezembro de 2017. Os ganhos ou perdas cambiais com provisões legais são apresentadas em outras receitas e despesas para fins contábeis, mas a administração não os considera como parte do nosso negócio principal. Além disso, eles são substancialmente similares aos efeitos cambiais apresentados dentro do resultado financeiro líquido.

A Dívida Líquida reflete a dívida bruta, incluindo passivos de arrendamento, líquido de caixa e equivalentes de caixa ajustados, que é uma medida não-GAAP que inclui caixa e Equivalentes de caixa, títulos públicos federais e depósitos a prazo de instituições financeiras conceituadas no exterior com vencimentos de mais de três meses a partir do final

ANÁLISE E PERSPECTIVAS OPERACIONAIS E FINANCEIRAS

DESEMPENHO FINANCEIRO DO GRUPO 138
DESEMPENHO FINANCEIRO POR SEGMENTO 149
LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL 151
OUTRAS INFORMAÇÕES 164

do período, considerando a realização esperada desses investimentos no curto prazo.

Nossa relação dívida líquida/EBITDA ajustado é uma medida não-GAAP e pode não ser comparável ao cálculo de medidas de liquidez apresentadas por outras empresas, e não deve ser considerado isoladamente nem como substituto de qualquer medida calculada de acordo com o IFRS. Essa métrica deve ser considerada juntamente com outras medidas e indicadores para uma melhor compreensão de nossa condição financeira.

Aplicamos o mesmo método de conversão de câmbio conforme estabelecido na Nota 2 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para apresentar essa métrica em dólares americanos. Dessa forma, os itens do ativo e do passivo foram convertidos em dólares norte-americanos à taxa de câmbio na data do balanço patrimonial e todos os itens relativos à demonstração do resultado e a demonstração dos fluxos de caixa foram convertidas às taxas médias vigentes em cada trimestre dos anos.

Dependendo do efeito da tradução estrangeira em itens que compreendem essa métrica, a Dívida Líquida/EBITDA Ajustado pode ser diferente ou até apresentar uma tendência diferente ao comparar o resultado em reais e dólares americanos. No entanto, estamos buscando uma meta de 1,5 com base em nossa dívida líquida e EBITDA ajustado calculado em reais, conforme descrito em "Plano Estrategico 2020-2024"neste relatório anual.

A tabela a seguir apresenta, em ambas as moedas, a reconciliação para 2019 e 2018 da Dívida Líquida/EBITDA Ajustado para as medidas GAAP mais diretamente comparáveis de acordo com o IFRS, que é, nesse caso, o índice Dívida Bruta, líquida de caixa e equivalentes de caixa/Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais:

	2019	2018	**2019**	2018
	R$ milhões		US$ milhões	
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	29.714	53.854	7.372	13.899
Títulos públicos federais e time deposits acima de 3 meses no fim do período	3.580	4.198	888	1.083
Caixa e equivalentes de caixa ajustados no fim do período	**33.294**	**58.052**	**8.260**	**14.982**
Dívida financeira	254.982	326.161	63.260	84.175
Obrigações de contratos de arrendamento	96.179	715	23.861	185
Dívida bruta	**351.161**	**326.876**	**87.121**	**84.360**
Dívida líquida	**317.867**	**268.824**	**78.861**	**69.378**
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais das atividades continuadas	100.542	92.518	25.277	25.447
Atividades de operações descontinuadas	1.224	3.328	323	906
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais (FCO)	**101.766**	**95.846**	**25.600**	**26.353**
Imposto de renda e Contribuição social	-16.400	-15.462	-4.200	-4.256
Impairment sobre contas a receber e outros recebíveis	343	282	87	91
Contas a receber e outros recebíveis (líquido)	8.578	-5.983	2.233	-1.536
Estoques	-1.208	-7.599	-281	-2.108
Fornecedores	-3.821	3.557	-989	858
Imposto de renda diferido (líquido)	11.036	1.297	2.798	370
Tributos a pagar	-8.328	-1.358	-2.105	-302
Outros	-17.683	6.260	-4.650	1.734
Total EBITDA ajustado	**129.249**	**114.852**	**32.707**	**31.502**
EBITDA ajustado das operações continuadas	128.091	112.035	32.406	30.744
EBITDA ajustado das operações descontinuadas	1.158	2.816	301	758
Índice Dívida bruta, líquida de Caixa e equivalentes de caixa / FCO	**3,16**	**2,85**	**3,12**	**2.67**
Índice Dívida líquida / LTM EBITDA ajustado	**2.46**	**2.34**	**2.41**	**2.20**

ANÁLISE E PERSPECTIVAS OPERACIONAIS E FINANCEIRAS

DESEMPENHO FINANCEIRO DO GRUPO 138
DESEMPENHO FINANCEIRO POR SEGMENTO 149
LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL 151
OUTRAS INFORMAÇÕES 164

Adicionalmente, para demonstrar que tanto a Dívida líquida quanto o índice Dívida Líquida/EBITDA ajustado cresceram em 2019 quando comparados a 2018 basicamente pela adoção do IFRS 16, apresentamos a seguinte conciliação:

	2019	2018	2019	2018
	(R$ milhões)		(US$ milhões)	
Dívida líquida	317.867	268.824	78.861	69.378
Efeitos da adoção do IFRS 16 sobre a dívida líquida	(95.464)	-	(23.684)	-
Dívida líquida excluindo os efeitos da adoção do IFRS 16	**222.403**	**268.824**	**55.177**	**69.378**
Total EBITDA ajustado	129.249	114.852	32.707	31.502
Efeitos da adoção do IFRS 16 sobre o EBITDA ajustado	(17.211)	-	(4.353)	-
Total do EBITDA ajustado excluindo os efeitos da adoção do IFRS 16	**112.038**	**114.852**	**28.354**	**31.502**
Índice Dívida líquida/EBITDA ajustado - excluindo os efeitos da adoção do IFRS 16	**1,99**	**2,34**	**1,95**	**2,20**

Nossa relação dívida líquida/EBITDA ajustado, calculada em reais, aumentou de 2,34 para 2,46, devido aos efeitos do IFRS16. Nós continuaremos trabalhando para alcançar uma Dívida Líquida/ EBITDA ajustado mais consistente com os padrões da indústria de petróleo e gás. Nossa relação dívida líquida/EBITDA ajustado (excluindo os efeitos da adoção do IFRS 16), calculada em reais, passou de 2,34 a 1,99, principalmente devido a recursos provenientes de desinvestimentos.

Nossa relação dívida líquida/EBITDA ajustado calculada em dólares americanos passou de 2,20 em 31 de dezembro de 2018 para 2,41 em 31 de dezembro de 2019, refletindo os efeitos da adoção do IFRS16. Nossa relação dívida líquida/ EBITDA ajustado (excluindo os efeitos da adoção da IFRS 16) calculados em dólares americanos caiu de 2,20 em 31 de dezembro de 2018 para 1,95 em 31 de dezembro de 2019, refletindo também os recursos provenientes desinvestimentos.

Para obter informações sobre nossa meta de Dívida líquida/ EBITDA ajustado, veja “Plano Estratégico 2020-2024” neste relatório anual.

ANÁLISE E PERSPECTIVAS OPERACIONAIS E FINANCEIRAS

DESEMPENHO FINANCEIRO DO GRUPO 138
DESEMPENHO FINANCEIRO POR SEGMENTO 149
LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL 151
OUTRAS INFORMAÇÕES 164

Usos de Fundos

Investimentos

Desembolsamos um total de US$ 27.413 milhões em 2019 (dos quais 91,5% foram utilizados nos negócios de E&P), um aumento de 104% quando comparado com nossos investimentos de US$ 13.349 milhões em 2018. Em linha com o nosso Plano de Negócios anterior 2018-2022, nossos investimentos em 2019 foram direcionados, principalmente, para os projetos mais lucrativos, relacionados à produção de petróleo e gás. Esses investimentos são baseados em nossas premissas de custo planejadas e metodologia financeira.

Investimentos por segmento de negócio

Em 31 de dezembro	2019	2018	2017
		(US$ milhões)	
Exploração e Produção	25.080	11.592	12.397
Refino	1.463	1.107	1.284
Gás e Energia	543	433	1.127
Outros	328	307	276
Total - com Bônus de Aquisição	**27.413**	**13.439**	**15.084**

Para informações sobre nossos investimentos futuros, veja "Plano Estratégico 2020-2024" neste relatório anual.

INVESTIMENTOS EM EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO:

US$25.081
milhões

- Primeiro óleo de 4 sistemas: P-76, P-77, P-67 e P-68
- *Ramp-up* de 8 sistemas: P-74 a P-77 (Lula Norte, Berbigao-Sururu e Lula extremo sul), e cidade de campos (Tartaruga)
- Licitação de US$ 16.671 milhões

INVESTIMENTOS EM REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO:

US$1.463
milhões

- Design básico para permitir à REPLAN produzir 100% de diesel S-10 e QAV
- Conclusão do projeto básico para permitir à REDUC produzir mais diesel S-10 (2,4 milhões m³/ano)
- Condução de paradas programadas com ênfase nas refinarias: REPLAN, RLAM, RPBC, REVAP e REGAP
- Entrega dos navios Garrincha e Portinari à Transpetro

INVESTIMENTOS EM GÁS E ENERGIA:

US$543
milhões

- Contrução e expansão da capacidade de gasodutos e UPGNs para atender ao polo pre-sal na bacia de Santos
- Condução de paradas programadas com ênfase na UTE-TRI Bloco 3, UTE-TMA e UTE-NPI

ANÁLISE E PERSPECTIVAS OPERACIONAIS E FINANCEIRAS

DESEMPENHO FINANCEIRO DO GRUPO 138
DESEMPENHO FINANCEIRO POR SEGMENTO 149
LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL 151
OUTRAS INFORMAÇÕES 164

Dividendos

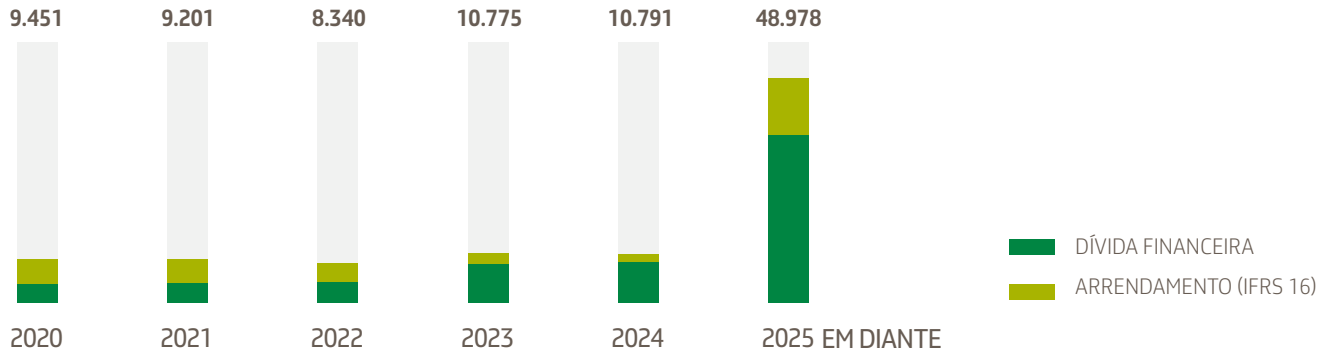
Nosso Conselho de Administração propôs a distribuição de dividendos em 2019 no valor de US$ 2.687 milhões, a maior parte juros sobre capital próprio.

Para obter mais informações sobre nossa política de remuneração aos acionistas, consulte "Informações aos Acionistas – Dividendos" neste relatório anual e Nota 34.7 nas nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Obrigações de Serviço da Dívida

Em 31 de dezembro de 2019, nosso perfil de vencimento da dívida incluiu, pelos próximos cinco anos, US$ 48.558 milhões em dívida financeira e passivos de arrendamento.

Perfil de Serviço da Dívida (US$ milhões)



Dívida Financeira

Em 2019, liquidamos dívidas financeiras no valor de US$ 31.774 milhões, notadamente: (i) US$ 9.994 milhões referentes à recompra de títulos globais anteriormente emitidos por nós no mercado de capitais, com um prêmio líquido pago aos detentores de títulos no valor de US$ 855 milhões; (ii) pagamento antecipado de empréstimos bancários no mercado brasileiro e global no valor de US$ 13.446 milhões; e (iii) pagamento antecipado de US$ 578 milhões referente a financiamentos junto ao BNDES.

Passivos de arrendamento

Somos arrendatários em contratos que incluem, principalmente, unidades produtoras de petróleo e gás, plataformas de perfuração e outras áreas de exploração e equipamentos de produção, embarcações e embarcações de apoio, helicópteros, terrenos e edifícios.

As mudanças no saldo do passivo de arrendamentos são apresentadas abaixo:

	Balanço em Jan 31, 2018	Adoção do IFRS 16	Reavaliação/ novos contratos	Pgto principal e juros	*Unwinding* desconto	Variação cambial perdas e ganhos	CTA	Transferência para ativos e passivos mantidos para venda	Balanço em Dez 31, 2019
No Brasil	185	5.628	1.239	(1.597)	376	160	(246)	(241)	**5.504**
Exterior	-	20.947	1.060	(3.655)	1.138	479	(445)	(1.167)	**18.357**
Total	**185**	**26.575**	**2.299**	**(5.252)**	**1.514**	**639**	**(691)**	**(1.408)**	**23.861**
Pagamentos relativos a passivos mantidos para a venda				(84)					
Montante recebido				110					
Pagamentos relativos a operações descontinuadas				19					
Caixa líquido utilizado para atividades de financiamento				**(5.207)**					

Os pagamentos em certos contratos de arrendamento variam devido a mudanças nos fatos ou nas circunstâncias que ocorrem após o seu início, exceto a passagem do tempo. Esses pagamentos não estão incluídos na mensuração das obrigações de arrendamento mercantil.

Para informações adicionais sobre os impactos trazidos pelo IFRS 16, consulte a Nota 2.3.1 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Outras informações

Obrigações contratuais

A tabela a seguir resume nossas obrigações e compromissos contratuais em aberto em 31 de dezembro de 2019:

	Pagamentos com vencimento por período				
	Total	< 1 ano	1-3 anos	3-5 anos	> 5 anos
	(US$ milhões)				
Obrigações Contratuais					
Itens do Balanço Patrimonial[1][6]:					
Dívida financeira[2]	63.260	4.469	8.660	16.573	33.558
Passivos de arrendamento[3]	32.255	5.901	8.495	4.801	13.058
Provisão de desmantelamento[4]	20.502	599	1.745	603	17.555
Total de itens do Balanço Patrimonial	116.017	10.969	18.900	21.977	64.171
Outros compromissos contratuais					
Gás Natural *ship-or-pay*[5]	30.743	2.807	5.823	5.916	16.197
Serviços contratados	93.964	20.245	23.481	14.609	35.628
Compromissos de compra de gás natural[5][7]	5.105	932	2.485	1.688	0
Compromissos relacionados a arrendamentos mercantis ainda não iniciados	49.815	1.111	4.030	0	44.673
Financiamentos por arrendamento de curto prazo	101	101	0	0	0
Compromissos de compra	5.038	3.869	967	177	25
Total de outros compromissos	184.684	29.321	37.276	21.562	96.524
Total	**300.782**	**40.034**	**55.686**	**44.367**	**160.695**

(1) Exclui o valor de US$ 40.569 milhões relacionado às nossas obrigações com pensões e benefícios médicos, que são parcialmente financiados por US$ 14.075 milhões em ativos do plano. As informações sobre os planos de benefícios pós-aposentadoria dos empregados, incluindo um cronograma de vencimento esperado das obrigações com pensões e benefícios médicos, são apresentadas na Nota 18 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

(2) Inclui juros devidos, dívida de curto e longo prazo (parcelas circulante e não circulante). As informações sobre nossos pagamentos futuros de juros e principal (não descontados) para os próximos anos são apresentadas na Nota 36.5 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

(3) IFRS 16, efetivo a partir de 1º de janeiro de 2019, eliminou a classificação de arrendamentos como arrendamentos operacionais ou financeiros. Para mais informações sobre IFRS 16, consulte a Nota 2.3.1 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

(4) Inclui US $ 2.961 milhões de passivos relacionados a ativos classificados como mantidos para venda.

(5) O contrato de importação estava previsto para terminar em dezembro de 2019, mas ficará em aberto até que todo o volume contratado seja entregue.

(6) Nossos contratos de petróleo e gás no Brasil exigem que invistamos pelo menos 1% de nossa receita bruta proveniente de campos de petróleo de alta produtividade em pesquisa e desenvolvimento.

(7) Em 6 de março de 2020, a Companhia firmou uma nova alteração do contrato de fornecimento de gás (GSA) de longo prazo com a YPFB. A emenda assinada refere-se à parcela de gás contratada em 1999, no início da operação do gasoduto Bolívia-Brasil, e que ainda não foi retirada por nós.

Operações extrapatrimoniais

Em 31 de dezembro, 2019, não tínhamos arranjos extrapatrimoniais que tenham, ou possam ter, um efeito relevante sobre nossa condição financeira, receitas ou despesas, resultados de operações, liquidez, investimentos ou recursos de capital.

Políticas Contábeis e Estimativas

Informações sobre políticas e estimativas contábeis críticas, que envolvam um maior grau de complexidade na aplicação das políticas contábeis que atualmente afetam nossa condição financeira e resultados operacionais são fornecidas em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas. A Nota 4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas aborda as estimativas que consideramos mais significativas com base no grau de incerteza, os potenciais eventos que podem afetar negativamente nossas estimativas e a probabilidade de um impacto material, se usássemos uma estimativa diferente. Esses pressupostos são baseados em transações passadas e outras informações relevantes e são revisados periodicamente pela nossa administração. Resultados reais podem ser diferentes dessas estimativas.

Informações adicionais, incluindo as nossas políticas contábeis, são fornecidas em cada uma das nossas notas explicativas às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Novas normas e interpretações contábeis

Em 1 de janeiro de 2019 a IFRS 16 – Arrendamentos e a IFRIC 23 – A incerteza sobre Tratamentos delmposto de Renda, emitidas pelo IASB, tornaram-se eficazes. Informações sobre a sua aplicação inicial constam na Nota 2.3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

GESTÃO E EMPREGADOS

GESTÃO 167
EMPREGADOS 188
BENEFÍCIOS 191

GESTÃO E EMPREGADOS

GESTÃO E EMPREGADOS

GESTÃO 167
EMPREGADOS 188
BENEFÍCIOS 191

Gestão

Conselho de Administração

Nosso Conselho de Administração é composto de no mínimo sete e no máximo onze membros e é responsável, entre outras coisas, pelo estabelecimento de nossas políticas gerais de negócios. Nosso Estatuto Social foi alterado em setembro de 2019 para estabelecer, especificamente, que nosso Conselho de Administração deve ser composto apenas por membros externos, sem qualquer relação estatutária ou de emprego atual conosco, exceto o membro designado como nosso CEO e o membro eleito por nossos empregados.

Como uma sociedade de economia mista com mais de 200 empregados, na qual o Governo Federal Brasileiro, direta ou indiretamente, detém a maioria dos direitos de voto, nossos empregados têm o direito de eleger um membro do nosso Conselho de Administração para representá-los, mediante um processo de votação separado.

Nosso Estatuto Social também estipula que, independentemente dos direitos concedidos aos acionistas minoritários, o Governo Federal Brasileiro sempre tem o direito de eleger a maioria dos nossos conselheiros, seja qual for o número deles.

O mandato de nossos conselheiros não pode exceder dois anos e qualquer membro do nosso Conselho de Administração pode ser reeleito até três vezes consecutivas.

Em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações brasileira, os acionistas poderão remover qualquer conselheiro do cargo a qualquer momento, com ou sem justa causa, em uma Assembleia Geral Extraordinária, e, em caso de remoção de qualquer membro do conselho eleito por procedimento de voto cumulativo, haverá a remoção de todos os outros membros eleitos sob o mesmo procedimento, após o qual novas eleições devem ocorrer.

Nosso Conselho de Administração deve ser composto de, no mínimo, 40% de membros independentes, em conformidade com as normas do direito societário brasileiro e do Nível 2 de listagem da B3. Em caso de contradições entre essas regras, prevalecem as regras mais rígidas.

Para obter mais informações sobre o segmento de listagem de Nível 2, consulte “Informações aos Acionistas” neste relatório anual.

Para mais informações sobre a composição, atribuições e deveres do nosso Conselho de Administração, consulte nosso Estatuto Social.

Atualmente, temos os seguintes 10 diretores:

GESTÃO E EMPREGADOS

GESTÃO 167
EMPREGADOS 188
BENEFÍCIOS 191

Roberto da Cunha Castello Branco

NASCIMENTO
20 Jul, 1944

NACIONALIDADE
Brasileiro

POSIÇÃO
Membro do Conselho da Administração

OUTROS CONSELHOS
Nenhum

MANDATO
A partir de Janeiro de 2019 até Abril de 2020

NOMEADO PELO
Acionista controlador

INDEPENDENTE
Não

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL: O Sr. Roberto foi membro do nosso Conselho de Administração entre maio de 2015 e abril de 2016 e é nosso presidente desde janeiro de 2019. Foi professor associado da Fundação Getúlio Vargas (FGV EPGE) e diretor do centro de estudos sobre crescimento econômico e desenvolvimento da EPGE. Anteriormente, o Sr. Roberto foi diretor da Vale S.A., Banco Central do Brasil, Banco Boavista, Banco Boavista Investimentos e Banco InterAtlântico. Ele também atuou como membro do Conselho de Administração do GRU Airport, Invepar, ABRASCA, IBEF e diretor da Câmara de Comércio Americana (RJ).

FORMAÇÃO: O Sr. Roberto é bacharel em economia, com doutorado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV EPGE) e um pós-doutorado pela Universidade de Chicago. O Sr. Roberto também participou de programas de treinamento de executivos na Sloan School of Management (MIT) e no Instituto Internacional para o Desenvolvimento Gerencial (IMD).

RELAÇÕES FAMILIARES: Nenhuma

Eduardo Bacellar Leal Ferreira

NASCIMENTO
02 Jun, 1952

NACIONALIDADE
Brasileiro

POSIÇÃO
Presidente do Conselho da Administração

OUTROS CONSELHOS
Nenhum

MANDATO
A partir de Janeiro de 2019 até Abril de 2020

NOMEADO PELO
Acionista controlador

INDEPENDENTE
Não

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL: O Sr. Eduardo é almirante de frota e foi comandante da Marinha do Brasil até janeiro de 2019. Antes de ocupar este cargo, o Sr. Eduardo serviu na Marinha do Brasil por 48 anos em diferentes posições, tendo sido Comandante em Chefe da Frota da Marinha do Brasil e Comandante da Escola Nacional de Guerra do Brasil. Foi diretor da área de Portos e Costas da Marinha do Brasil, responsável pela supervisão técnica da segurança marítima de todas as embarcações em operação no Brasil, incluindo plataformas e embarcações de apoio.

FORMAÇÃO: O Sr. Eduardo foi treinado na Escola Naval do Brasil, no Colégio Naval de Guerra do Brasil e na Academia de Guerra Naval do Chile.

RELAÇÕES FAMILIARES: Nenhuma.

GESTÃO E EMPREGADOS

GESTÃO 167
EMPREGADOS 188
BENEFÍCIOS 191

Ana Lúcia Poças Zambelli

NASCIMENTO
25 Nov, 1972

NACIONALIDADE
Brasileira

POSIÇÃO
Membro do Conselho da Administração

OUTROS CONSELHOS
Braskem S.A., Museu do Amanhã e IDG - Instituto de Desenvolvimento e Gestão

MANDATO
A partir de Maio de 2018 até Abril de 2020

NOMEADA PELO
Acionista controlador

INDEPENDENTE
Sim

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL: A Sra. Ana Lúcia foi membro do Conselho de Administração da Alcoa América Latina de 2012 a 2014, foi vice-presidente comercial sênior da Maersk Drilling de 2015 a 2017, vice-presidente de operações submarinas e presidente da América do Sul na Transocean de 2012 a 2015 e presidente Brasil da Schumberger de 2007 a 2011. Também atua como membro do Conselho de Administração da Braskem SA, Museu do Amanhã e IDG - Instituto de Desenvolvimento e Gestão.

FORMAÇÃO: A Sra. Ana Lúcia é graduada em engenharia mecânica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), com mestrado em engenharia de petróleo pela Heriot Watt University, Escócia, e pós-graduação em liderança, inovação e tecnologia pelo Massachusetts Institute of Technology.

RELAÇÕES FAMILIARES: Nenhuma

Danilo Ferreira da Silva

NASCIMENTO
22 Set, 1982

NACIONALIDADE
Brasileiro

POSIÇÃO
Membro do Conselho da Administração

OUTROS CONSELHOS
Nenhum

MANDATO
A partir de Janeiro de 2019 até Abril de 2020

NOMEADO PELOS
Empregados

INDEPENDENTE
Não

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL: O Sr. Danilo atualmente trabalha na área de engenharia e suporte técnico operacional da Refinaria de Paulínia da Petrobras. O Sr. Danilo iniciou sua carreira na Petrobras em 2003, no cargo de técnico de manutenção na Replan, onde acompanhou a implantação de grandes projetos industriais. O Sr. Danilo foi conselheiro deliberativo de 2011 até 2012 na Fundação Petrobras de Seguridade Social (Petros), assessor da presidência de 2013 a 2015 e diretor administrativo financeiro de 2015 a 2016. O Sr. Danilo também atuou como membro do Conselho de Administração da Fras - Le, de 2014 a 2015, Invepar, de 2015 a 2016, Iguatemi Shopping Centers, de 2016 a 2018, e Totvs, de 2015 a 2017.

FORMAÇÃO: Sr. Danilo é graduado em Ciências Sociais e Jurídicas (Direito) pela Pontifícia Universidade Católica de Campinas (PUC-Campinas), com MBA em gestão financeira pela Fundação Getulio Vargas (FGV) com extensão pela Ohio University, e Global Executive MBA pelo Instituto Universitário de Lisboa em parceria com a FGV. Atualmente cursa Licenciatura em Pedagogia na Universidade Virtual do Estado de São Paulo (Univesp).

RELAÇÕES FAMILIARES: Nenhuma.

GESTÃO E EMPREGADOS

GESTÃO 167
EMPREGADOS 188
BENEFÍCIOS 191

João Cox Neto

NASCIMENTO
2 Mai, 1963

NACIONALIDADE
Brasileiro

POSIÇÃO
Membro do Conselho da Administração

OUTROS CONSELHOS
Presidente do Conselho de Administração da Vivara; Vice-Presidente do Conselho de Administração da Braskem e membro do Conselho de Administração da Embraer; Linx e Qualicorp

MANDATO
A partir de Fevereiro de 2019 até Abril de 2020

NOMEADO PELO
Acionista controlador

INDEPENDENTE
Sim

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL: O Sr. João atuou como presidente da Telemig Celular e presidente da Claro, entre outras posições de destaque. O Sr. João foi membro do Conselho de Administração de várias empresas, incluindo, Embraer, Linx, Qualicorp, Braskem, onde atualmente é o vice-presidente e Vivara, onde atualmente é o presidente.

FORMAÇÃO: O Sr. João é economista, com especialização em economia na Université du Quebec, em Montreal, e na Faculdade de Estudos do Petróleo da Universidade de Oxford.

RELAÇÕES FAMILIARES: Nenhuma

Marcelo Mesquita de Siqueira Filho

NASCIMENTO
20 Dez, 1969

NACIONALIDADE
Brasileiro

POSIÇÃO
Membro do Conselho da Administração

OUTROS CONSELHOS
Sr. Mesquita é membro do Conselho de Fundo Patrimonial da PUC-Rio (Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro) e do Tamboro Educacional S.A.

MANDATO
A partir de Agosto de 2016 até Abril de 2020

NOMEADO PELO
Acionista minoritário

INDEPENDENTE
Sim

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL: O Sr. Marcelo é sócio fundador da Leblon Equities (desde 2008) e cogestor de fundos de ações e de private equity. Possui aproximadamente 28 anos de experiência no mercado de ações brasileiro, tendo trabalhado no UBS Pactual por 10 anos e no Banco Garantia por sete anos. No UBS Pactual, ele foi corresponsável pela Brazilian Equity Capital Markets; corresponsável pela área de ações brasileiras; e responsável pela área de Análise de Empresas e Estratégica. No Banco Garantia, foi analista de empresas de commodities e Investment Banker. Desde 1995, foi considerado por investidores como um dos principais analistas no Brasil segundo várias pesquisas realizadas pela revista Institutional Investor. Foi ranqueado como "# 1 Brazil Analyst" de 2003 a 2006 (# 3 em 2002, # 2 em 2001 e # 3 em 2000). Também foi votado como "#1 Estrategista de ações no Brasil" de 2003 a 2005.

FORMAÇÃO: Sr. Marcelo é graduado em Economia pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), em Estudos Franceses pela Universidade de Nancy II e OPM (Owner / President Management) da Harvard Business School.

RELAÇÕES FAMILIARES: Nenhuma.

GESTÃO E EMPREGADOS

GESTÃO 167
EMPREGADOS 188
BENEFÍCIOS 191

Nivio Ziviani

NASCIMENTO
27 Ago, 1946

NACIONALIDADE
Brasileiro

POSIÇÃO
Membro do Conselho da Administração

OUTROS CONSELHOS
Membro do Conselho de Administração do Parque Tecnológico de Belo Horizonte e Kunumi e do Conselho de Tecnologia de Transformação Digital do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis.

MANDATO
A partir de Março de 2019 até Abril de 2020

NOMEADO PELO
Acionista controlador

INDEPENDENTE
Sim

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL: O Sr. Nivio é professor emérito do Departamento de Ciência da Computação (DCS) da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), membro do Conselho de Administração da Petrobras, do Parque Tecnológico de Belo Horizonte e da Kunumi e membro do Conselho de Tecnologia de Transformação Digital do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. É membro da Academia Brasileira de Ciências e da Ordem Nacional do Mérito Científico nas classes Comendador e Grã Cruz. Fundou empresas a partir de conhecimento gerado no DCS/UFMG, como: Kunumi, Neemu, Akwan e Miner. É o autor do livro Projeto de Algoritmos e coautor de mais de 200 artigos científicos nas áreas de algoritmos, recuperação de informação, inteligência artificial e redes neurais artificiais.

FORMAÇÃO: O Sr. Nivio é graduado em engenharia mecânica pela UFMG, Mestre em Informática pela PUC-Rio e Ph.D. em Ciência da Computação pela Universidade de Waterloo, no Canadá.

RELAÇÕES FAMILIARES: Nenhuma

Sonia Julia Sulzbeck Villalobos

NASCIMENTO
6 Jun, 1963

NACIONALIDADE
Brasileira

POSIÇÃO
Membro do Conselho da Administração

OUTROS CONSELHOS
Membro do Conselho de Administração da LATAM Airlines Group S.A, Telefonica, Vivo S.A. e OTP S.A.

MANDATO
A partir de Maio de 2018 até Abril de 2020

NOMEADA POR
Acionistas Detentores de Ações Preferenciais

INDEPENDENTE
Sim

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL: A Sra. Sonia Julia tem 33 anos de experiência no mercado acionário brasileiro, sendo a primeira pessoa na América do Sul a receber a credencial CFA em 1994. A Sra. Sonia Julia trabalhou de 1985 a 1987 na Equipe DTVM, e de 1987 a 1989 no Banco Iochpe como analista de investimentos. De 1989 a 1996, no Banco Garantia como Chefe do Departamento de Análise de Investimentos, quando foi votada melhor analista do Brasil pela Revista Institutional Investor em 1992, 1993 e 1994. Trabalhou de 1996 a 2002 na Bassini, Playfair & Associates como responsável por private equity no Brasil, Chile e Argentina. De 2005 a 2011, trabalhou para Larrain Vial como gestora de fundos. De 2012 a 2016, Sonia Julia trabalhou como sócia fundadora e gestora dos fundos de ações na América Latina pela Lanin Partners. Desde 2016, é professora do Insper na pós-graduação Lato Sensu nas matérias de gestão de ativos e análise de demonstrações financeiras. Desde maio de 2016, é membro do Conselho de Administração da Telefônica do Brasil. A Sra. Sonia Julia é membro do Conselho de Administração da LATAM Airlines Group S.A desde agosto de 2018. Ela também atuou como membro do Conselho de Administração da TAM Linhas Aéreas, Método Engenharia (Brasil), Tricolor Pinturas e Fanaloza/Briggs (Chile), Milkaut e Banco Hipotecario (Argentina).

FORMAÇÃO: A Sra. Sonia Julia é bacharel em Administração Pública e tem mestrado em Administração de empresas com especialização em finanças, ambos na Escola de Administração de Empresas de São Paulo (EAESP-FGV).

RELAÇÕES FAMILIARES: Nenhuma.

GESTÃO E EMPREGADOS

GESTÃO 167
EMPREGADOS 188
BENEFÍCIOS 191

Walter Mendes de Oliveira Filho

NASCIMENTO
07 Dez, 1955

NACIONALIDADE
Brasileiro

POSIÇÃO
Membro do Conselho da Administração

OUTROS CONSELHOS
AMEC (Associação de Investidores do Mercado de Capitais) e ABRAPP (Associação Brasileira das Entidades Fechadas de Previdência Complementar).

MANDATO
A partir de Agosto de 2019 até Abril de 2020

NOMEADO PELO
Acionista controlador

INDEPENDENTE
Sim

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL: O Sr. Walter é membro de nosso Conselho de Administração desde 2019. É economista, com experiência profissional focada na gestão de investimentos. Foi Chefe de Pesquisa de Investimento do Unibanco; Head da Schroder Investment Management Brasil e Diretor de América Latina da Schroder Investment Management Plc; Superintendente de Renda Variável do Banco Itaú; Sócio gestor da Cultinvest Asset Management e Diretor Executivo do Comitê de Aquisições e Fusões (CAF). Em 2016, foi eleito presidente da Petros - Petrobras Fundação Petrobras de Seguridade Social. Em 2018, assumiu a presidência da Funcesp - Fundo de Pensão das Companhias de Energia do Estado de São Paulo. Em 2015, foi eleito membro do nosso Conselho de Administração pelos acionistas minoritários. O Sr. Walter foi conselheiro de outras empresas, como Itausa, Invepar e Santa Helena. Em 2019, Walter foi designado membro do nosso Conselho de Administração pelo Ministério da Economia. O Sr. Walter também é presidente da AMEC - Associação de Investidores no Mercado de Capitais e membro do conselho da ABRAPP – Associação Brasileira das Entidades Fechadas de Previdência Complementar.

FORMAÇÃO: O Sr. Walter é formado em Economia pela Universidade de São Paulo (USP) e pós-graduado pela Pontifícia Universidade Católica de São Paulo (PUC-SP).

RELAÇÕES FAMILIARES: Nenhuma

Maria Cláudia Mello Guimarães

NASCIMENTO
18 Set, 1965

NACIONALIDADE
Brasileira

POSIÇÃO
Membro do Conselho da Administração

OUTROS CONSELHOS
Nenhum

MANDATO
A partir de Fevereiro de 2020 até Abril de 2020

NOMEADA PELO
Acionista controlador

INDEPENDENTE
Sim

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL: A Sra. Maria Cláudia possui uma sólida carreira no mercado financeiro, onde atua há 33 anos. Foi Diretora Executiva no Bank of America Merrill Lynch, ING Bank NV e Bank Boston, liderando setores de Óleo e Gás, Mineração, Siderurgia e Energia. Hoje é sócia da KPC Consultoria Financeira, focada em gestão patrimonial. Recentemente, atuou como Conselheira na Constellation Oil Services, em Luxemburgo. Possui ampla experiência em finanças corporativas, mercado de capitais, fusões e aquisições, reestruturação de dívidas e financiamento de projetos. Ao longo de sua carreira, se relacionou com a Petrobras e suas subsidiárias no Brasil e no exterior, através de financiamento de projetos para desenvolvimento da Bacia de Campos e da Bacia de Santos, emissões de ações e bonds, desenvolvimento de produtos de tesouraria e gestão de caixa e assessoria ao desinvestimento em área *offshore*, tendo, inclusive, coordenado curso sobre Fusões, Aquisições e Mercado de Capitais na Universidade Petrobras.

FORMAÇÃO: A Sra. Maria Cláudia é graduada em Engenharia de Produção pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), com MBA executivo da COPPEAD (UFRJ).

RELAÇÕES FAMILIARES: Nenhuma

GESTÃO E EMPREGADOS

GESTÃO 167
EMPREGADOS 188
BENEFÍCIOS 191

Conselho fiscal

Temos um Conselho Fiscal permanente composto por até cinco membros, que é independente de nossa administração e auditores externos. As responsabilidades do nosso Conselho Fiscal incluem, entre outras: (i) monitorar as atividades da administração e (ii) revisar nosso relatório anual e as demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Os membros do nosso Conselho Fiscal e seus respectivos suplentes são eleitos pelos nossos acionistas na Assembleia Geral Ordinária para mandato de um ano. Duas reeleições consecutivas são permitidas pela Lei das Sociedades por Ações.

Os titulares de ações preferenciais e os acionistas minoritários com ações ordinárias têm o direito, como classe, de eleger um membro e seu respectivo suplente para o nosso Conselho Fiscal. O Governo Federal Brasileiro tem o direito de nomear a maioria dos membros do nosso Conselho Fiscal e seus suplentes, dos quais um membro e seu respectivo suplente serão necessariamente nomeados pelo Ministro da Economia, representando o Tesouro Nacional.

Atuais membros do nosso Conselho Fiscal

Membros do Conselho Fiscal	Ano da primeira designação	Eleito / nomeado pelo
José Franco Medeiros de Morais	2019	Governo Federal Brasileiro / Ministério da Economia
Eduardo César Pasa (Presidente)	2017	Governo Federal Brasileiro
Marisete Fátima Dadald Pereira	2011	Governo Federal Brasileiro
Marcelo Gasparino da Silva	2019	Acionistas minoritários
Daniel Alves Ferreira	2018	Acionistas preferencialistas
Membros Suplentes do Conselho Fiscal		
Gildenora Batista Dantas Milhomem	2019	Governo Federal Brasileiro / Ministério da Economia
Jairez Elói de Sousa Paulista	2019	Governo Federal Brasileiro
Agnes Maria de Aragão da Costa	2015	Governo Federal Brasileiro
Patrícia Valente Stierli	2019	Acionistas minoritários
Aloísio Macário Ferreira de Souza	2019	Acionistas preferencialistas

GESTÃO E EMPREGADOS

GESTÃO 167
EMPREGADOS 188
BENEFÍCIOS 191

Diretoria Executiva

CEO

DIRETORES

Nossa Diretoria Executiva é composta por um Diretor Presidente ("CEO") e oito diretores. De acordo com nosso Estatuto Social, nossa Diretoria é responsável pela administração do dia a dia da companhia. Nossos diretores não são obrigados a ser cidadãos brasileiros, mas devem residir no Brasil. De acordo com nosso Estatuto Social, nosso Conselho de Administração elege os diretores executivos, incluindo o CEO, e deve considerar as qualificações pessoais, experiência e especialização ao eleger diretores. O mandato dos nossos diretores tem a duração de dois anos, e não mais de três reeleições consecutivas são permitidas. Nosso Conselho de Administração poderá destituir qualquer diretor executivo do cargo a qualquer tempo e sem justa causa, com um procedimento especial para a remoção do Diretor Executivo de Governança e *Compliance*. Para decidir sobre a destituição do Diretor Executivo de Governança e *Compliance*, o Conselho de Administração deve seguir quorum qualificado que exige o voto do Conselheiro eleito pelos acionistas minoritários ou o Conselheiro eleito pelos acionistas preferencialistas.

Para mais informações sobre a nossa Diretoria, consulte nosso Estatuto Social.

Atualmente, temos os seguintes nove diretores executivos:

Roberto da Cunha Castello Branco

NASCIMENTO
20 Jul, 1944

NACIONALIDADE
Brasileira

POSIÇÃO
CEO

PRAZO DO MANDATO
De Janeiro de 2019 até Março de 2021

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL: O Sr. Roberto foi membro do nosso Conselho de Administração entre maio de 2015 e abril de 2016 e é nosso presidente desde janeiro de 2019. Foi professor associado da Fundação Getúlio Vargas (FGV EPGE) e diretor do centro de estudos sobre crescimento econômico e desenvolvimento da EPGE. Anteriormente, o Sr. Roberto foi diretor da Vale S.A., Banco Central do Brasil, Banco Boavista, Banco Boavista Investimentos e Banco InterAtlântico. Ele também atuou como membro do Conselho de Administração do GRU Airport, Invepar, ABRASCA, IBEF e diretor da Câmara de Comércio Americana (RJ).

FORMAÇÃO: O Sr. Roberto é bacharel em economia, com doutorado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV EPGE) e um pós-doutorado pela Universidade de Chicago. O Sr. Roberto também participou de programas de treinamento de executivos na Sloan School of Management (MIT) e no Instituto Internacional para o Desenvolvimento Gerencial (IMD).

RELAÇÕES FAMILIARES: Nenhuma

GESTÃO E EMPREGADOS

GESTÃO 167
EMPREGADOS 188
BENEFÍCIOS 191

Andrea Marques de Almeida

NASCIMENTO
13 Jan, 1971

NACIONALIDADE
Brasileira / Portuguesa

POSIÇÃO
Diretora Executiva Financeira e de Relacionamento com Investidores

PRAZO DO MANDATO
De Maio de 2019 até Março de 2021

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL: Sra. Andrea trabalhou na Vale S.A. durante 25 anos com ampla experiência em Finanças Corporativas, Tesouraria Global e Gestão de Riscos. Foi CFO da Vale Canadá em Toronto de 2015 a 2018, ocupando mais recentemente o cargo de Gerente Executiva Global de Tesouraria da Vale.

ESCOLARIDADE: A Sra. Andrea é engenheira de produção, com MBA em Finanças pelo IBMEC-RJ e MBA em Gestão pela USP, além de cursos de gestão na Wharton School of Finance e Sloan School of Management (MIT).

RELAÇÕES FAMILIARES: Nenhuma.

Anelise Quintão Lara

NASCIMENTO
24 Mai, 1961

NACIONALIDADE
Brasileira

POSIÇÃO
Diretora Executiva de Refino e Gás Natural

PRAZO DO MANDATO
De Março de 2019 até Março de 2021

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL: A Sra. Anelise é a nossa Diretora Executiva de Refino e Gás Natural desde março de 2019. Ingressou na Petrobras em 1986 e ocupou vários cargos desde então, incluindo o de Gerente Executivo de Aquisições e Desinvestimentos entre abril de 2016 e março de 2019. Antes disso, a Sra. Anelise foi Diretora Conjunta da equipe de projeto do Consórcio Libra, regido pelo primeiro contrato de partilha da produção no Brasil. Ela gerenciou diversas atividades relacionadas à exploração e produção, inclusive em tecnologia de reservatórios, engenharia de reservatório, estudos de subsuperfície e projetos de desenvolvimento de produção para campos de águas profundas.

ESCOLARIDADE: A Sra. Anelise é formada em engenharia química e é mestre em engenharia de petróleo pela Universidade Federal de Ouro Preto em Minas Gerais, Brasil, bem como PhD em Earth Sciences pela Université Pierre et Marie Curie (Paris 6), França. Ela também concluiu o programa "Top Management Executive MBA" na Universidade Federal do Rio de Janeiro/COPPEAD-Escola de Pós-Graduação em Administração de Empresas.

RELAÇÕES FAMILIARES: Nenhuma.

GESTÃO E EMPREGADOS

GESTÃO 167
EMPREGADOS 188
BENEFÍCIOS 191

Carlos Alberto Pereira de Oliveira

NASCIMENTO
11 Set, 1957

NACIONALIDADE
Brasileira

POSIÇÃO
Diretor Executivo de Exploração e Produção

TERM OF OFFICE
De Março de 2019 até Março de 2021

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL: O Sr. Carlos Alberto entrou para a Petrobras em 1981, tendo se tornado um especialista em engenharia de petróleo. Desde 1999, ocupou vários cargos executivos ligados à alta administração das empresas do nosso grupo, incluindo Gerente Executivo de E&P Corporativo de 1999 a 2003, Diretor de Exploração e Produção de Petróleo e Gás na Petrobras Energia S.A. de 2003 a 2008, Gerente Executivo de Apoio Técnico para Assuntos Internacionais de 2008 a 2012, Gerente Executivo de E&P para Programas de Gestão de Investimentos em Sondas e Unidades de Produção Estacionárias de 2012 a 2013, Gerente Executivo de Projetos de Desenvolvimento da Produção em 2013, Gerente Executivo de Estratégia em 2016 e Gerente Geral de Gestão Integrada de Ativos de Exploração e Produção de 2016 a janeiro de 2019.

ESCOLARIDADE: O Sr. Carlos Alberto é formado em engenharia mecânica pelo Instituto Militar de Engenharia do Rio de Janeiro (IME) e em administração de empresas pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). É mestre em Finanças pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) e concluiu um curso em Finanças em Petróleo e Contabilidade na Universidade do Texas, nos Estados Unidos.

RELAÇÕES FAMILIARES: Nenhuma.

Eberaldo de Almeida Neto

NASCIMENTO
19 Nov, 1962

NACIONALIDADE
Brasileira

POSIÇÃO
Diretor Executivo de Assuntos Corporativos

PRAZO DO MANDATO
De Março de 2019 até Março de 2021

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL: O Sr. Eberaldo 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 Contratação de Serviços de 2006 a 2012 e Gerente Geral da Unidade de Serviços Submarinos de 1998 até 2006.

ESCOLARIDADE: O Sr. Eberaldo é formado em engenharia elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), formado em programa de gerenciamento avançado da IESE Business School - Universidade de Navarra, Espanha e possui MBA em gerenciamento de negócios avançados da Coppead, escola de pós-graduação em administração da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ).

RELAÇÕES FAMILIARES: Nenhuma.

GESTÃO E EMPREGADOS

GESTÃO 167
EMPREGADOS 188
BENEFÍCIOS 191

Marcelo Barbosa de Castro Zenkner

NASCIMENTO
09 Ago, 1971

NACIONALIDADE
Brasileira

POSIÇÃO
Diretor Executivo de Governança e Conformidade

PRAZO DO MANDATO
De Setembro de 2019 até Março de 2021

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL: O Sr. Marcelo trabalhou como promotor público, membro do Ministério Público do Estado do Espírito Santo de 1997 a janeiro de 2019, onde desempenhou múltiplos papéis na luta contra a corrupção e o crime organizado. Até abril de 2016, ocupou o cargo de Secretário de Estado de Controle e Transparência do Estado do Espírito Santo, que foi o primeiro estado no Brasil a criar uma estrutura administrativa e a aplicar sanções administrativas com base na lei anticorrupção corporativa. De fevereiro de 2019 a agosto de 2019, ocupou o cargo de Consultor Presidente e membro do Comitê de Ações Disciplinares da Petrobras, órgão interno do nosso sistema de integridade diretamente ligado ao nosso Conselho de Administração.

ESCOLARIDADE: O Sr. Marcelo é bacharel em Direito pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF) e especializado em Direito Processual Civil pela Universidade Católica de Petrópolis (UCP). É também mestre em Direitos e Garantias Constitucionais Fundamentais pela Faculdade de Direito de Vitória (FDV) e doutor em direito público pela Universidade Nova de Lisboa (FDUNL).

RELAÇÕES FAMILIARES: Nenhuma.

Nicolas Simone

NASCIMENTO
31 Jan, 1977

NACIONALIDADE
Uruguaia

POSIÇÃO
Diretor Executivo de Transformação Digital e Inovação

PRAZO DO MANDATO
de Outubro de 2019 até Março de 2021

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL: O Sr. Nicolas ocupou posições de liderança em grandes empresas como Itaú-Unibanco, Lojas Renner, ABInBev e Grupo Boticário, com forte expertise empresarial nos segmentos de indústria, bens de consumo, varejo e mercado financeiro.

ESCOLARIDADE: Sr. Nicolas é formado em engenharia de software e sistemas pela Universidade O.R.T – Uruguai, com ampla experiência e conhecimento internacional em tecnologia da informação, transformação digital, segurança cibernética, IA, *omnichannel*, CRM, inovação, vendas, logística, reengenharia de processos, grandes projetos, centro de serviços compartilhados (CSC) e indústria 4.0.

RELAÇÕES FAMILIARES: Nenhuma.

GESTÃO E EMPREGADOS

GESTÃO 167
EMPREGADOS 188
BENEFÍCIOS 191

Roberto Furian Ardenghy

NASCIMENTO
26 Nov, 1961

NACIONALIDADE
Brasileira

POSIÇÃO
Diretor Executivo de Relacionamento Institucional

PRAZO DO MANDATO
De Maio de 2019 até Março de 2021

EXPERIÊNCIA PROFISSIONAL: O Sr. Roberto tem uma carreira diplomática com uma longa experiência em negócios de energia e petróleo e gás. Ele ocupou vários cargos de destaque no Governo Federal Brasileiro em Brasília e em embaixadas e consulados brasileiros fora do Brasil, incluindo Washington, Buenos Aires, Houston e Nova York. De 2002 a 2007, trabalhou como chefe de gabinete, presidente do comitê de ética e chefe do departamento de *downstream* da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP. De 2007 a 2011, atuou como Gerente de Relações Corporativas na BG E&P Brasil. Foi membro do Comitê de *Upstream* do Instituto Brasileiro do Petróleo e Diretor da Câmara Americana de Comércio do Rio de Janeiro – AmCham Rio. Foi também Presidente Honorário da Câmara de Comércio Brasil-Texas (BRATECC).

ESCOLARIDADE: O Sr. Roberto é formado em Direito pela Universidade Federal de Santa Maria e mestre em Relações Internacionais e Diplomacia pela Academia Diplomática do Instituto Rio Branco. Ele também possui um MBA executivo em Economia de Petróleo e Gás na COPPE da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

RELAÇÕES FAMILIARES: Nenhuma.

Rudimar Andreis Lorenzatto

NASCIMENTO
06 Jan, 1965

NACIONALIDADE
Brasileira

POSIÇÃO
Diretor Executivo de Desenvolvimento da Produção

PRAZO DO MANDATO
De Março de 2019 até Março de 2021

EXPERIÊNCIA PROFISSIONA: O Sr. Rudimar ingressou na Petrobras em 1987 e desde 1995 tem ocupado funções gerencias em diversas áreas como Poços, Operação da Produção e Sistemas Submarinos. Entre 2013 e 2019, foi Gerente Executivo de Construção de Poços Marítimos e de Sistemas Submarinos.

ESCOLARIDADE: Sr. Rudimar formou-se em Engenharia Civil pela Universidade Federal de Santa Maria (RS) em 1987. Fez especialização em Engenharia de Petróleo pela Universidade Petrobras em 1989. Ele também concluiu Pós-Graduação Latu Sensu (MBA) na Fundação Getúlio Vargas (FGV) e MBA na Columbia University (EUA), bem como o *Advanced Management Program do* INSEAD (França). Entre 2012 e 2013, também trabalhou como docente na disciplina de Desenvolvimento da Produção no Programa de Pós-Graduação da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ).

RELAÇÕES FAMILIARES: Nenhuma

GESTÃO E EMPREGADOS

GESTÃO 167
EMPREGADOS 188
BENEFÍCIOS 191

Informações adicionais sobre o nosso Conselho de Administração e Diretoria Executiva

Requisitos para a eleição

O nosso Estatuto Social determina certas limitações na eleição dos nossos Diretores Executivos, membros da nossa Administração e membros do nosso Conselho de Administração, além dos critérios estabelecidos pela Lei das Sociedades por Ações, pela nossa Política de Indicação, pela Lei nº 13.303/16, e Decreto nº 8.945/16. Assim, para serem eleitos, cada um de nossos Diretores Executivos e membros do nosso Conselho de Administração deve:

I - não possuir contra si processos judiciais ou administrativos com acórdão desfavorável ao indicado, em segunda instância, observada a atividade a ser desempenhada;

II - não possuir pendências comerciais ou financeiras que tenham sido objeto de protesto ou de inclusão em cadastros oficiais de inadimplentes, sendo possível o esclarecimento à Companhia sobre tais fatos;

III - demonstrar a diligência adotada na resolução de apontamentos indicados em relatórios de órgãos de controle interno ou externo em processos e/ou atividades sob sua gestão, quando aplicável;

IV- não possuir falta grave relacionada ao descumprimento do Código de Ética, Guia de Conduta, Manual do Programa Petrobras de Prevenção à Corrupção ou outros normativos internos, quando aplicável;

V - não ter sido enquadrado no sistema de consequência disciplinar no âmbito de qualquer sociedade subsidiária, controlada ou coligada da Petrobras ou ter sofrido penalidade trabalhista ou administrativa em outra pessoa jurídica de direito público ou privado nos últimos 3 (três) anos em decorrência de apurações internas, quando aplicável.

V - ter 10 anos de experiência em liderança, preferencialmente, no negócio ou em área correlata, conforme especificado na Política de Indicação da companhia.

Remuneração

De acordo com nosso Estatuto Social, nossos acionistas devem aprovar a remuneração, agregada ou individual, de nossos conselheiros, diretores, membros do Conselho Fiscal e dos comitês de assessoramento ao Conselho de Administração. Caso os acionistas não fixem a compensação de forma individual, o nosso Conselho de Administração está autorizado a fazê-lo.

Em 31 de dezembro de 2019, a remuneração total paga a todos os membros do nosso Conselho de Administração e Diretoria Executiva foi de US$ 7,8 milhões. Em 31 de dezembro de 2019, tínhamos 9 Diretores Executivos e 10 membros do Conselho de Administração.

31 de Dezembro de 2019	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Conselho Fiscal
Nº médio de membros no período	7,67	9,75	5,00
Nº médio de membros remunerados no período	7,67	5,00	5,00
Valor da remuneração máxima (US$)	658.820,35	42.168,74	33.574,69
Valor da remuneração mínima (US$)	491.623,24	42.168,74	33.574,69
Valor médio da remuneração (US$)	710.392,54	47.204,01	32.161,21

Para mais informações sobre a remuneração dos nossos empregados e diretores, ver Notas 17 e 37.2 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Além disso, os membros do nosso Conselho de Administração e da Diretoria Executiva recebem benefícios de assistência médica que são geralmente oferecidos aos nossos empregados 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 que atua na forma de um comitê consultivo.

Para informações sobre nossos comitês consultivos, veja “Comitês Estatutários do Conselho” abaixo.

GESTÃO E EMPREGADOS

GESTÃO 167
EMPREGADOS 188
BENEFÍCIOS 191

Propriedade de ações

Em 29 de fevereiro de 2020, os membros do nosso Conselho de Administração, Diretoria Executiva e Conselho Fiscal detinham as seguintes ações do nosso capital social:

	Conselho de Adminstração	Diretoria Executiva	Conselho Fiscal
Ações ordinárias	-	-	-
Ações preferenciais	14.380	17.398	9.310

Assim, individualmente e em grupo, nossos conselheiros, diretores executivos e membros do Conselho Fiscal possuíam 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 que são detidas por nossos demais acionistas. Nenhum de nossos conselheiros, diretores executivos e membros do Conselho Fiscal possuem quaisquer opções de compra de ações ordinárias ou preferenciais, nem qualquer dos membros que integram nossos comitês de assessoramento possui opção de compra de ações ordinárias ou preferenciais. Nós não temos plano de opção de ações para os nossos conselheiros, diretores ou empregados.

Comitês estatutários do conselho

Nosso Conselho de Administração possui um total de seis comitês estatutários de assessoramento:

- **Comitê de Investimento:** responsável por assessorar o nosso Conselho de Administração sobre o nosso plano estratégico e outros assuntos estratégicos. Este Comitê é também responsável por assessorar o nosso Conselho de Administração no que diz respeito aos riscos e estratégias relativas à gestão financeira**.**
- **Comitê de Auditoria:** Para mais informações sobre nosso Comitê de Auditoria, consulte "Comitê de Auditoria" neste relatório anual.
- **Comitê de Saúde, Meio-Ambiente e Segurança:** responsável por assessorar nosso Conselho de Administração em relação a políticas globais relacionadas à gestão estratégica de assuntos de saúde, segurança e meio ambiente, dentre outros. O Comitê supervisiona, entre outras questões, aquelas relacionadas à nossa estratégia, objetivos e políticas de SMS, incluindo a estratégia climática.
- **Comitê de Pessoas:** responsável por assessorar nosso Conselho de Administração com respeito à remuneração dos membros da nossa Alta Administração e à Política de Remuneração e seus mecanismos, entre outros assuntos. Esse comitê também é responsável por assessorar o Conselho de Administração sobre as alterações propostas na nossa Política de Indicação, verificando a conformidade da nomeação de membros do nosso Conselho Fiscal, Conselho de Administração, Diretoria Executiva, e membros externos dos comitês de assessoramento do Conselho de Administração, entre outros assuntos. Esse comitê também é responsável por agir como um comitê de elegibilidade, em conformidade com a Lei nº 13.303/16 e o Decreto nº 8.945/16. Como tal, esse comitê ajuda os nossos acionistas a nomear membros do nosso Conselho de Administração e Conselho Fiscal.
- **Comitê de Minoritários:** responsável por assessorar nosso Conselho de Administração em transações com partes relacionadas que envolvam a Petrobras, o Governo Federal Brasileiro, suas entidades e fundações, ou sociedades estatais federais de forma permanente, incluindo o acompanhamento da revisão do contrato da Cessão Onerosa. O Comitê de Minoritários também aconselha nossos acionistas e emite sua opinião sobre determinados assuntos que requerem aprovação nas assembleias gerais, de acordo com o artigo 30, § 4º de nosso Estatuto Social.
- **Comitê de Auditoria do Conglomerado Petrobras:** criado para atender às exigências da Lei nº 13.303/16, que prevê a possibilidade de que as companhias controladas compartilhem os custos e estruturas de suas respectivas controladoras, é responsável pelas sociedades do nosso grupo que não possuem um comitê de auditoria local.

GESTÃO E EMPREGADOS

GESTÃO 167
EMPREGADOS 188
BENEFÍCIOS 191

Resumo da composição dos nossos comitês estatutários de assessoramento ao Conselho de Administração

	Comitês					
Membros	Investimentos[1]	Auditoria	SMS[1]	Pessoas[1]	Minoritários[1]	Comitê de Auditoria do Conglomerado Petrobras[1]
Ana Lúcia Poças Zambelli	●			●		●
Danilo Ferreira da Silva			●			
Durval José Soledade Santos					●	●
Edson Chil Nobre	●					
Evely Forjaz Loureiro			●			
Francisco Vidal Luna						●
Guilherme José Macedo Pinheiro de Lima	●					
João Cox Neto	●					
Maria Cláudia Mello Guimarães		●	●			
Marcelo Mesquita de Siqueira Filho				●	●	●
Nivio Ziviani	●					
Sergio Luiz de Toledo Piza				●		
Sonia Aparecida Consiglio			●			
Sonia Julia Sulzbeck Villalobos		●			●	
Tales José Bertozzo Bronzato				●		
Walter Mendes de Oliveira Filho		●				

● PRESIDENTE DE CADA COMITÊ
● MEMBROS EXTERNOS DE CADA COMITÊ
● DEMAIS MEMBROS

(1) Comitê com membros externos em sua composição.

GESTÃO E EMPREGADOS

GESTÃO 167
EMPREGADOS 188
BENEFÍCIOS 191

Comitê de Auditoria

Temos um comitê de auditoria que cumpre com as exigências da Lei Sarbanes-Oxley de 2002. A Sra. Sonia Julia Sulzbeck Villalobos é a nossa especialista financeira do comitê de auditoria e é independente, tal como previsto na Regra 10A-3 do *Exchange Act*. De acordo com o nossos Estatuto Social, nosso comitê de auditoria é composto exclusivamente por membros do nosso Conselho de Administração e assessora o nosso Conselho de Administração. Nosso comitê de auditoria é atualmente composto por três membros e é responsável por, entre outros assuntos:

- monitorar, analisar e fazer recomendações ao nosso conselho de administração com relação à indicação e destituição de nossos auditores independentes, bem como avaliar a independência de nossos auditores independentes para emitir uma opinião sobre as demonstrações contábeis e suas qualificações e experiência;
- assessorar nosso conselho de administração na revisão de nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais e trimestrais, monitorando o cumprimento dos requisitos legais e de listagem relevantes e garantindo a divulgação adequada de nossa situação econômico-financeira registrada na CVM e na SEC;
- assessorar nosso conselho de administração e nossa administração, em consulta com auditores internos e independentes e nossas unidades de gerenciamento de riscos e controles internos, no monitoramento da qualidade e integridade de nossos controles internos sobre sistemas de relatórios financeiros, nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e respectivas divulgações financeiras;
- revisar e enviar propostas ao nosso Conselho de Administração relacionadas à resolução de conflitos entre a administração e o auditor independente em relação às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas;
- avaliar e monitorar, juntamente com nossa área interna de gestão e auditoria, a adequação das ações de prevenção e combate à fraude e corrupção;
- avaliar e monitorar, em conjunto com nossa administração e nossos auditores internos, nossas transações com partes relacionadas, incluindo uma revisão, pelo menos uma vez por ano, de todas as transações com partes relacionadas envolvendo valores acima de certos níveis e uma análise prévia de transações com partes relacionadas acima de certos níveis;
- estabelecer e revisar procedimentos para recebimento, retenção e processamento de reclamações relacionadas a assuntos contábeis, controles internos e auditoria, incluindo procedimentos para a apresentação confidencial de reclamações internas e externas relacionadas ao escopo das atividades do comitê, bem como receber, reter e processar essas queixas;
- avaliar os parâmetros subjacentes aos cálculos atuariais, bem como o resultado atuarial dos planos de benefícios mantidos pela Fundação de Previdência Social da Petrobras, ou Fundação Petrobras de Seguridade Social; e
- realizar a avaliação formal de nosso gerente executivo de auditoria interna anualmente.

Com relação ao relacionamento de nosso comitê de auditoria com nossos auditores independentes, conforme previsto em nosso Estatuto Social, o Conselho de Administração é responsável por decidir, entre outros assuntos, a nomeação e destituição de auditores e proibir nosso auditor independente de prestar serviços de consultoria para a Petrobras durante o período do contrato de auditoria. Nosso comitê de auditoria tem autoridade para recomendar políticas e procedimentos de pré-aprovação para a contratração de serviços de nossos auditores independentes. Nossos executivos são obrigados a obter a aprovação prévia do comitê de auditoria antes de contratar auditores independentes para fornecer qualquer auditoria ou serviços que não sejam de auditoria permitidos para a Petrobras ou para qualquer uma de suas subsidiárias consolidadas. Nosso comitê de auditoria pré-aprovou uma lista detalhada de serviços de auditoria, até certos limites especificados. A lista de serviços pré-aprovados é atualizada periodicamente. Os serviços de auditoria que não estão incluídos na lista ou que excedem os limites especificados, devem ser diretamente aprovados por nosso comitê de auditoria. Nosso comitê de auditoria monitora o desempenho dos serviços prestados por nossos auditores independentes e analisa e monitora a independência e a objetividade de nosso auditor externo.

GESTÃO E EMPREGADOS

GESTÃO 167
EMPREGADOS 188
BENEFÍCIOS 191

Honorários e serviços do auditor externo

Valores pagos aos auditores

A tabela a seguir apresenta os honorários cobrados a nós por nossos auditores independentes KPMG durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018:

	2019	2018
	(US$ milhões)	
Honorários de auditoria[1]	10,1	10,0
Honorários relacionados à auditoria[2]	1,0	0,7
Tributos[3]	0,3	0,3
Total	**11,4**	**11,0**

(1) Os honorários de auditoria compreendem os honorários cobrados em conexão com a auditoria de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas (IFRS e BR GAAP), análises intermediárias (IFRS e BR GAAP), auditorias de nossas subsidiárias (IFRS e BR GAAP, entre outros), cartas de conforto e de consentimento e revisão de documentos periódicos arquivados na SEC. Em 2019, os honorários de auditoria cobrados pela KPMG incluíram US$ 1,5 milhão referente à auditoria de controles internos.

(2) Os honorários relacionados à auditoria referem-se à garantia e serviços relacionados que estão razoavelmente relacionados ao desempenho da auditoria ou das análises de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e que não são relatados em "honorários de auditoria".

(3) São honorários cobrados por serviços relacionados a análises de conformidade tributária conduzidas em conexão com os procedimentos de auditoria em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Informações adicionais sobre os membros do nosso Comitê de Auditoria

Todos os membros atuais do nosso comitê de auditoria atendem aos requisitos estabelecidos na Regra 10A-3 *Exchange Act*. Com base na isenção da Regra 10A-3 (b) (1) (iv) (E), designamos dois membros para nosso comitê de auditoria, o Sr. Walter Mendes de Oliveira Filho e a Sra. Maria Cláudia Mello Guimarães, que são indicados pelo Governo Federal Brasileiro, que é nosso acionista controlador e, portanto, um de nossos acionistas. Em nossa avaliação, o Sr. Oliveira Filho e a Sra. Guimarães atuam independentemente no desempenho das responsabilidades que possuem como membros de um comitê de auditoria, nos termos da Lei Sarbanes-Oxley e satisfazem os outros requisitos da Regra 10A-3 da *Exchange Act*.

A Sra. Sonia Julia Sulzbeck Villalobos também integra nosso comitê de auditoria, designada pelos acionistas detentores de ações preferenciais. A Sra. Villalobos é nossa especialista financeira do comitê de auditoria e é independente, conforme definido na Regra 10A-3 do *Exchange Act*.

GESTÃO E EMPREGADOS

GESTÃO 167
EMPREGADOS 188
BENEFÍCIOS 191

Comparação das práticas de governança corporativa da Petrobras com os requisitos de governança corporativa da NYSE aplicáveis às empresas dos EUA

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, devemos cumprir quatro regras principais de governança corporativa da NYSE: (i) devemos satisfazer os requisitos da Regra 10A-3 do *Exchange Act*; (ii) nosso Diretor Presidente deve notificar prontamente a NYSE por escrito após qualquer diretor executivo tomar conhecimento de qualquer descumprimento relevante das regras aplicáveis de governança corporativa da NYSE; (iii) devemos fornecer à NYSE declarações anuais e provisórias por escrito, conforme exigido pelas regras de governança corporativa da NYSE; e (iv) devemos fornecer uma breve descrição de quaisquer diferenças significativas entre nossas práticas de governança corporativa e aquelas seguidas pelas empresas dos EUA sob os padrões 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 Iorque para emissores domésticos dos EUA	Práticas da Petrobras
Independência do diretor		
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 mais do que a maioria do seu poder de voto está sob o controle do Governo Federal Brasileiro. 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 40% de conselheiros independentes.
303A.03	Os conselheiros não administrativos de cada companhia aberta precisam se reunir em sessões executivas regulares sem a Administração.	À exceção do Diretor Presidente da companhia (que também é um conselheiro), todos os conselheiros da Petrobras são não administrativos. A norma do Conselho de Administração da Petrobras estipula que, se um assunto específico puder representar um conflito de interesses, o Diretor Presidente deverá se retirar da reunião, que continuará sem a presença dele. Além disso, o regulamento do conselho também estabelece uma sessão executiva regular para os assuntos do conselho de administração da Petrobras, sem a administração.
Comitê de indicação/governança corporativa		
303A.04	As companhias abertas precisam ter um comitê de indicação/governança corporativa composto inteiramente por conselheiros independentes, com uma carta escrita que cubra determinadas funções especificadas mínimas. As "companhias controladas" não são obrigadas a cumprir essa exigência.	A Petrobras tem um comitê estabelecido por lei que verifica a conformidade da indicação dos membros do Conselho Fiscal, da Diretoria e do Conselho de Administração da Petrobras, assim como dos membros externos que aconselham nosso Conselho de Administração. O comitê de indicação tem uma carta escrita que requer 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 Remuneração		
303A.05	As companhias abertas precisam ter um comitê de compensação composto inteiramente por conselheiros independentes, com uma carta escrita que cubra determinadas funções especificadas mínimas. As "companhias controladas" não são obrigadas a cumprir essa exigência.	A Petrobras tem um comitê que aconselha o Conselho de Administração a respeito da compensação e da sucessão administrativa. O comitê de remuneração tem um regimento interno que exige que a maioria de 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.

GESTÃO E EMPREGADOS

GESTÃO 167
EMPREGADOS 188
BENEFÍCIOS 191

Seção	Regras de governança corporativa da Bolsa de Valores de Nova Iorque para emissores domésticos dos EUA	Práticas da Petrobras
Comitê de Auditoria		
303A.06 303A.07	As empresas listadas devem ter um Comitê de Auditoria com no mínimo três conselheiros independentes que satisfaçam os requisitos de independência da Regra 10A-3 do *Exchange Act*, com um regimento interno que abranja certos deveres mínimos especificados.	O Comitê de Auditoria da Petrobras é um comitê consultivo estabelecido por lei de assessoramento ao Conselho de Administração, sendo formado por membros que cumprem as exigências de independência estabelecidas na Regra 10A-3 da Lei de Mercado de Capitais. O Comitê de Auditoria tem um regimento por escrito que estabelece suas responsabilidades que incluem, entre outras coisas: (i) fortalecer os vínculos com os auditores externos, permitindo uma supervisão mais próxima de seu trabalho e de questões relativas à sua competência e independência, (ii) assegurando a conformidade legal e regulatória, inclusive com respeito a controles internos, procedimentos de conformidade e ética; monitorar a posição financeira da empresa, especialmente quanto a riscos, trabalhos de auditoria interna e divulgação financeira; (iv) realizar análise prévia de transações com partes relacionadas que atendam aos critérios estabelecidos na Política de Transações com Partes Relacionadas, aprovada pelo conselho de administração.
Planos de Compensação de Ações		
303A.08	Os acionistas precisam ter a oportunidade de votar em planos de compensação 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 compensação em patrimônio líquido. No momento, a Petrobras não tem planos de compensação em patrimônio líquido.
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 os padrões de qualificação do diretor, responsabilidades, remuneração, avaliações e acesso à informação 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 Diretores, Executivos 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 todas as 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.
Requisitos de Certificação		
303A.12	O Diretor Presidente 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 Diretor Presidente notificará imediatamente a NYSE, por escrito, se algum diretor executivo ficar ciente de alguma falta de conformidade significativa com disposições aplicáveis das regras de governança corporativa da NYSE.

GESTÃO E EMPREGADOS

GESTÃO 167
EMPREGADOS 188
BENEFÍCIOS 191

Transações com Partes Relacionadas

Para cumprir com a Lei nº 13.303/16, nosso Conselho de Administração aprovou, em novembro de 2019, a revisão anual de nossa Política de Transações com Partes Relacionadas, visando promover a transparência em nossos procedimentos e a observância das melhores práticas de governança corporativa.

Esta política também visa garantir a tomada de decisão adequada e diligente por nossa administração, observando as condições do mercado e mecanismos de compensação adequada, no caso de potenciais conflitos de interesse.

Qualquer transação com partes relacionadas na qual estejamos envolvidos e que atenda aos critérios estabelecidos em nossa política, deve ser analisada previamente por nosso Comitê de Auditoria , que deve reportar mensalmente suas conclusões ao nosso Conselho de Administração.

Nossa política prevê um rigoroso procedimento de governança para transações que envolvam direta ou indiretamente nosso acionista controlador. Nesse sentido, o Comitê de Minoritários deve emitir parecer sobre as transações com partes relacionadas que envolvam diretam ou indiretamente o Governo Federal Brasileiro, desde que tais transações:
(i) não estão em nosso curso normal de negócios;
(ii) sejam de competência para aprovação do Conselho de Administração.

Nesses casos, a transação deve ser aprovada por dois terços dos membros presentes na reunião do Conselho de Administração.

Para obter informações adicionais sobre nossas transações com partes relacionadas, consulte a Nota 37 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Transações com nosso Conselho de Administração ou Diretoria

As transações com partes relacionadas envolvendo membros de nosso Conselho de Administração ou nossos diretores executivos devem seguir as condições das transações em geral e as práticas de mercado que orientam as transações com terceiros. Nenhum de nossos membros do Conselho de Administração, nossos diretores executivos ou membros próximos de suas famílias teve qualquer interesse direto em qualquer transação que efetuamos que seja ou que fosse incomum em sua natureza ou condições, nem material para nossos negócios durante o ano. Além disso, não realizamos nenhuma transação com partes relacionadas que seja ou que tenha sido incomum em sua natureza ou condições durante o exercício atual e nos três exercícios imediatamente anteriores, nem nenhuma transação proposta, que seja ou seria relevante para nossos negócios. Não temos empréstimos ou garantias concedidas para os membros do nosso Conselho de Administração, diretores, pessoal-chave da gerência ou qualquer membro próximo de suas famílias. Para obter uma descrição das ações beneficiadas pelos membros de nosso Conselho de Administração e membros próximos de suas famílias, consulte "Gestão e empregados – administração – informações adicionais sobre nosso conselho de administração e diretoria – propriedade de ações" neste relatório anual.

Transações com o Governo Federal Brasileiro

Temos envolvidos, e espera continuar a exercer, no curso normal dos negócios em diversas transações com nosso acionista controlador, o Governo Federal Brasileiro, e com os bancos e outras entidades sob o seu controle, incluindo o financiamento e serviços bancários, gestão de ativos e outras transações. As operações mencionadas ascenderam a um ativo líquido de US$ 5.107 milhões em 31 de dezembro de 2019.

Em 31 de dezembro de 2019, tínhamos contas a receber (a Conta Petróleo e Álcool) do Governo Federal Brasileiro no valor de US$ 304 milhões.

Além disso, estamos autorizados a investir em títulos emitidos pelo Governo Federal Brasileiro no Brasil e também no exterior, desde que os requisitos legais e regulamentares sejam cumpridos e considerando as melhores práticas do mercado e o conservadorismo que deve guiar nossos investimentos.

Em 31 de dezembro de 2019 o valor dos títulos emitidos pelo Governo Federal Brasileiro que foram diretamente adquiridos e mantidos conosco totalizou US$ 1.580 milhões.

GESTÃO E EMPREGADOS

GESTÃO 167
EMPREGADOS 188
BENEFÍCIOS 191

Em 2018, se juntou ao programa de subsídio do preço do diesel estabelecido pelo Governo Federal Brasileiro, de 1 de junho a 31 de dezembro de 2018. Esse programa concedeu reembolsos aos produtores e importadores de diesel na medida em que os seus preços de venda para os distribuidores nacionais eram iguais ou inferiores aos preços previstos no regulamento aplicável. Naquele ano, fomos responsáveis por US$ 1.415 milhões em receitas no que diz respeito às vendas do programa de subsídio do preço do diesel. Coletamos o saldo remanescente do subsídio nos primeiros dois meses de 2019. Assim, a partir de 31 de dezembro de 2019, não há saldo remanescente relativo a esse programa. Para mais informações sobre esse programa, consulte "Legal e Tributário-Regulamentação" neste relatório anual.

Para mais informações sobre transações com partes relacionadas, ver Nota 37 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Transações com controladas da Eletrobras

Em 2019, nós e Apolo Fundo de Investimento em Direitos Creditórios firmamos um contrato de cessão sem recurso relativo a todos os direitos de crédito sob a confissão de dívida pelos distribuidores de energia em 2014, cuja liquidação financeira ocorreu no valor de US$ 2.251 milhões, com um desconto de US$ 128 milhões.

Em 2018, reconhecemos reversões de provisões de perdas de crédito no valor de US$ 1,3 bilhões, refletindo acordos assinados com o grupo Eletrobras e a privatização de alguns dos seus distribuidores. Em 2017, reconhecemos em nossa demonstração de resultado uma provisão para imparidade, líquida de reversões, de US$ 250 milhões, para cobrir certas contas a receber devido a subsidiárias da Eletrobras que atuam no setor elétrico isolado na região Norte do Brasil.

Em 31 de dezembro de 2019, os valores a receber do sistema elétrico isolado totalizaram US$ 438 milhões.

Sujeito aos critérios adotados pelos nossos comitês e sua avaliação, poderemos solicitar ao Governo Federal Brasileiro para nos compensar a diferença entre o montante que estaria envolvido em condições de mercado e do resultado operacional ou retorno económico derivado das obrigações assumidas por nós para cada ano fiscal.

Para mais informações relativas a contas a receber do setor elétrico, consulte a nota 13.4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

GESTÃO E EMPREGADOS

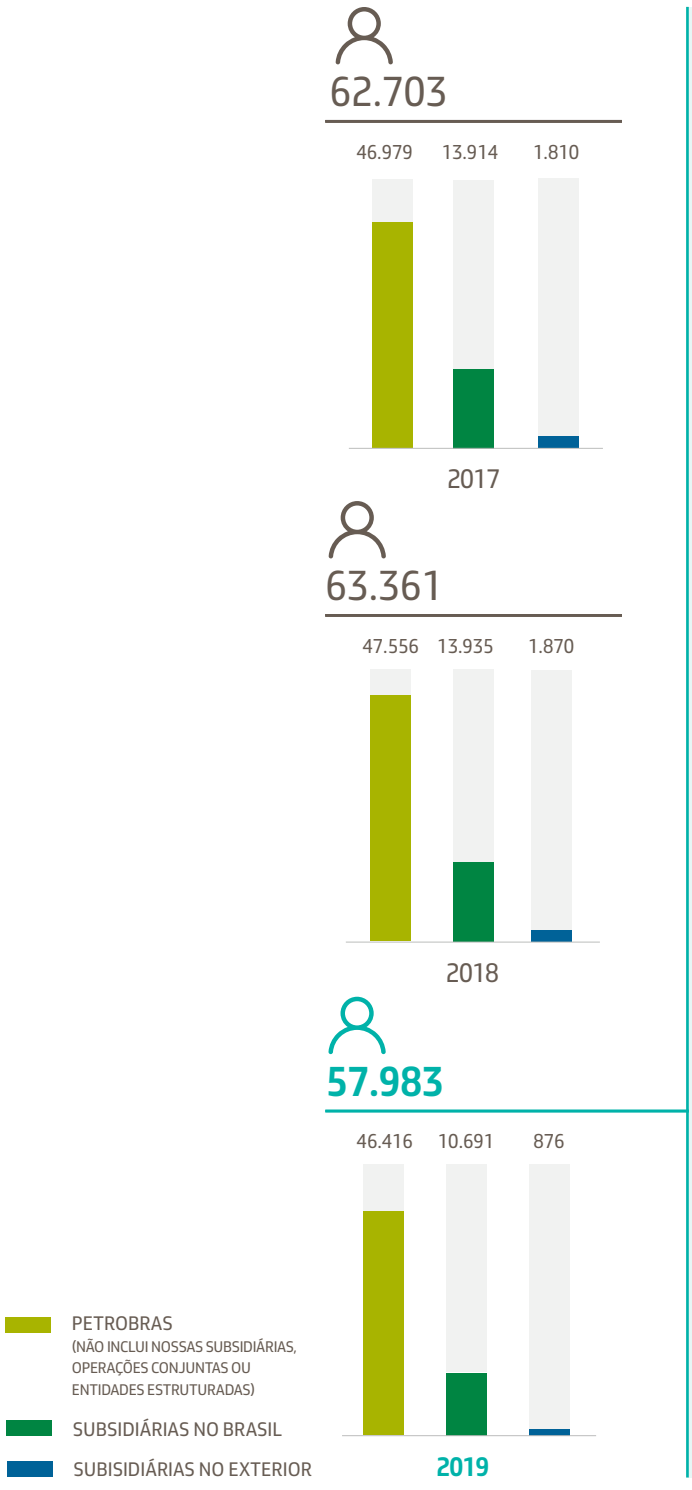
GESTÃO 167
EMPREGADOS 188
BENEFÍCIOS 191

Empregados

Nossos empregados são o nosso bem mais importante. Nossa gestão de pessoas é baseada na meritocracia, inclusão, diversidade, diálogo e respeito pelos nossos empregados.

PERFIL DOS NOSSOS EMPREGADOS

TOTAL DE EMPREGADOS NA PETROBRAS



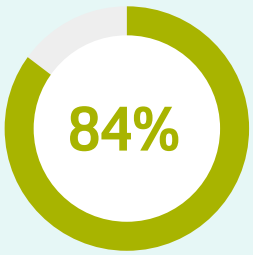
TOTAL DE EMPREGADOS NA PETROBRAS
(NÃO INCLUI NOSSAS SUBSIDIÁRIAS, OPERAÇÕES CONJUNTAS OU ENTIDADES ESTRUTURADAS)

46.416

Áreas de negócios	2019	2018	2017
Exploração e Produção	17.971	17.910	17.574
Refino, Transporte e Comercialização	9.404	9.440	9.476
Gás e Energia	1.783	1.688	1.621
Outros	17.258	18.518	18.308
Total	46.416	47.556	46.979

38.833
HOMENS

7.583
MULHERES



FUNÇÃO CORPORATIVA

Gerente	10%
Supervisor	5%
Especialista	3%
Outro	81%

Gerente	12%
Supervisor	3%
Especialista	4%
Outro	81%

GESTÃO E EMPREGADOS

GESTÃO 167
EMPREGADOS 188
BENEFÍCIOS 191

Em 31 de dezembro,	2019	2018	2017
Nossos empregados por região (não incluindo nossas subsidiárias, operações conjuntas ou entidades estruturadas):			
Sudeste do Brasil	36.077	35.699	34.456
Nordeste do Brasil	7.400	8.608	8.963
Outros locais	2.939	3.249	3.560
Total	**46.416**	**47.556**	**46.979**
Nossos empregados das subsidiárias por região:			
Sudeste do Brasil	5.697	7.830	7.606
Nordeste do Brasil	2.328	2.793	2.999
Outros locais no Brasil	2.666	3.312	3.309
No exterior	876	1.870	1.810
Total	**11.567**	**15.805**	**15.724**
Total de empregados	**57.983**	**63.361**	**62.703**

Atraímos e retemos empregados oferecendo uma remuneração e benefícios competitivos, além de promovermos com base na meritocracia e contarmos com um plano de participação nos lucros ("PLR" – Participação nos Lucros e Resultados).

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

	2019	2018	2017
		(in US$ milhões)	
Salários	4.184,9	4.355,2	4.972,0
Treinamento de empregados	48,9	55,1	43,5
Distribuição de participação nos lucros	43,0	442,0	145,0
Programa de remuneração variável	643	265	-

Para mais informações sobre distribuições de participação nos lucros e programa de remuneração variável ver respectivamente "Relações de Trabalho" e "Remuneração Variável dos Empregados" neste relatório anual.

Força de Trabalho

De acordo com nosso Plano Estratégico 2020-2024, desenvolvemos uma gestão ativa de portfólio com foco na geração de valor de nossas operações. Para esse fim, buscamos melhorar a adequação da força de trabalho às necessidades do negócio, considerando:

(i) perspectivas futuras: parcerias, desinvestimentos, expansão de atividades etc.;

(ii) métricas de planejamento da força de trabalho incluindo unidades operacionais;

(iii) necessidade de fortalecer as ações de gestão do conhecimento entre os nossos empregados;

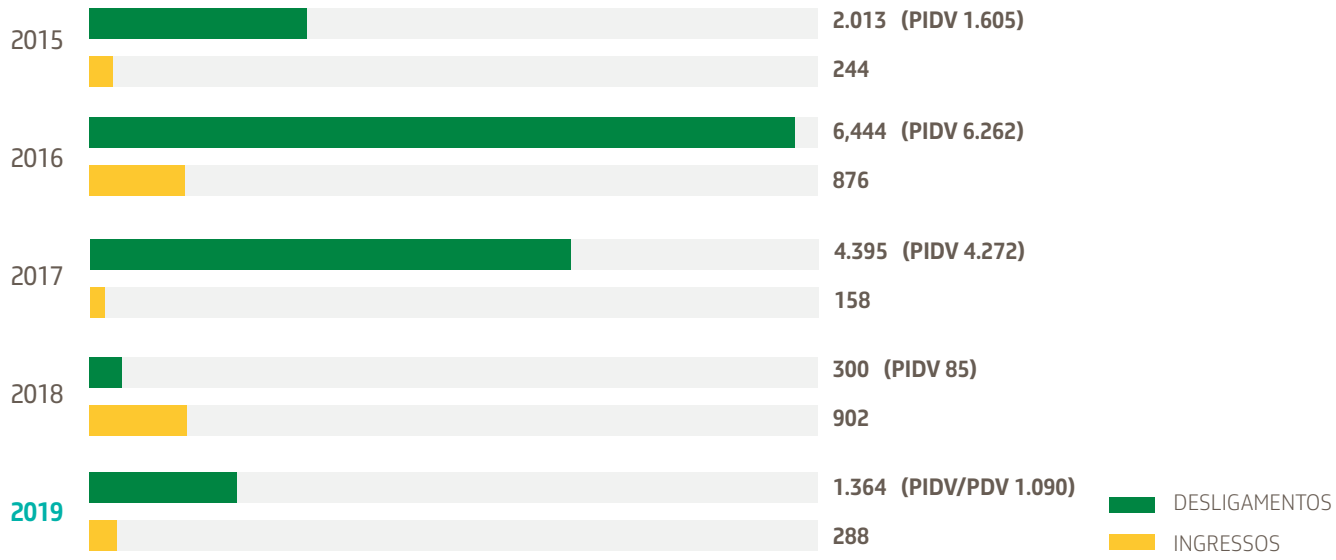
(iv) desempenho de nossos empregados e nosso interesse de retenção de pessoal; e

(v) custo com desligamentos.

GESTÃO E EMPREGADOS

GESTÃO 167
EMPREGADOS 188
BENEFÍCIOS 191

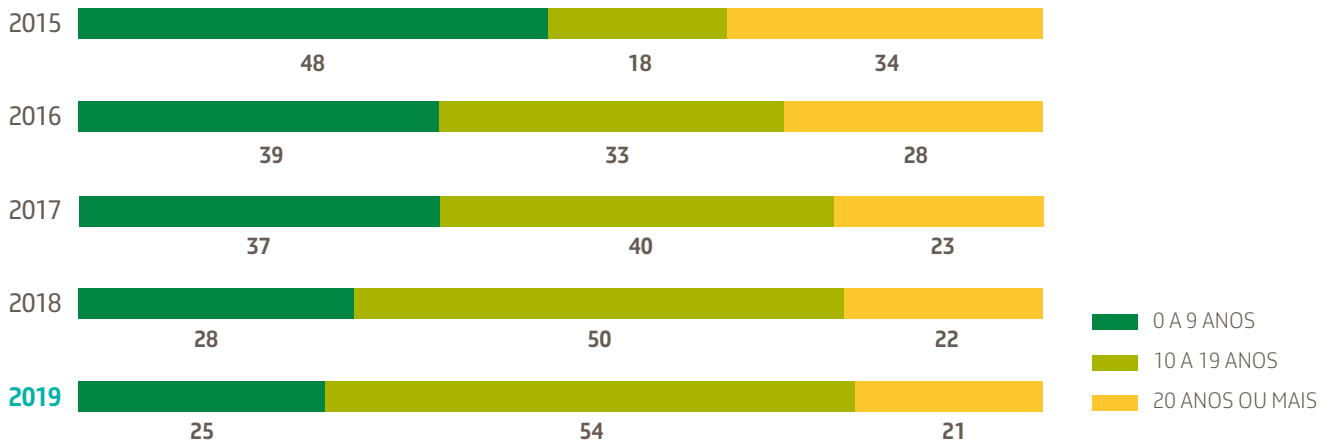
Rotatividade na Petrobras (excluindo subsidiárias)



Uma das ferramentas para a adequação da força de trabalho é a identificação de nossas necessidades e a alocação eficiente de nossos recursos humanos, a fim de melhor alinhar o perfil de nossos profissionais às oportunidades disponíveis em nossa empresa. Temos um programa interno de movimentação de pessoal chamado "Mobiliza". Adotamos duas outras ferramentas importantes para ajustes de equipe: o Programa de Desligamento Voluntário ("PDV") ou o Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntária ("PIDV"); e, no caso de crescimento dos negócios ou necessidade de habilidades específicas, novos programas de contratação por meio de processos de seleção pública.

Em 2019, lançamos um PDV focado em empregados aposentados. Além desse PDV, lançamos outros dois programas: o primeiro programa é direcionado a empregados de determinadas áreas em processo de desinvestimento e o segundo programa é focado em empregados de áreas administrativas. Em 2019, 3.294 empregados se inscreveram nesses três programas. Até 31 de dezembro de 2019, 995 empregados deixaram a empresa como parte dos três PDVs lançados em 2019, 12 como parte do PIDV lançado em 2014 e 83 como parte do PIDV lançado em 2016, totalizando 1.090 empregados.

Tempo na Petrobras (não inclui nossas subsidiárias, operações conjuntas ou entidades estruturadas) (%)



GESTÃO E EMPREGADOS

GESTÃO 167
EMPREGADOS 188
BENEFÍCIOS 191

O número total de empregados que deixaram a nossa empresa por meio dos PIDVs ou PDV foi de 17.590. O total de indenizações pagas por conta dos programas foi de US$ 1,48 bilhão, representando um retorno financeiro de US$ 7,18 bilhões em custos evitados até dezembro de 2019.

Também contratamos empregados através de diferentes processos de concurso público. A fim de determinar o número de novos empregados, consideramos tanto a nossa demanda de negócios como nossas vagas em aberto.

Como o número de desligamentos superou o número de novos empregados nos últimos anos, a distribuição dos empregados por tempo de empresa, assim como por idade, sofreu mudanças significativas. Isso criou uma distribuição mais equilibrada por idade. Nosso perfil de força de trabalho atual é adequado para o nosso crescimento em termos de conhecimento e gestão de talentos, o que garante vantagem competitiva e valor aos nossos negócios.

Relações Trabalhistas

Valorizamos a transparência nas nossas relações com todos os nossos *stakeholders*, incluindo os sindicatos. Mantemos relações com 17 sindicatos e uma federação (entidade sindical de nível superior) de petroleiros, bem como oito sindicatos e uma federação de trabalhadores marítimos. Ao todo, 42% dos nossos empregados são sindicalizados e 97% de nossos empregados estão cobertos por acordo coletivo de trabalho. Esses acordos incluem cláusulas sociais relativas ao trabalho, condições de segurança, benefícios, e outros assuntos, que, pelo atual acordo coletivo, são válidos por um ano.

Em maio de 2019, nós começamos a negociar o acordo coletivo de trabalho 2019-2020 com todos os sindicatos. Em setembro de 2019, buscamos a mediação do Tribunal da Justiça do Trabalho Superior ("TST") e, no início de novembro, assinamos com os sindicatos um novo acordo coletivo de trabalho, que pactuou um aumento de 2,3% nos salários e benefícios em relação a 2018. Em outubro de 2019, também iniciamos negociação do acordo coletivo de trabalho com os sindicatos marítimos. As negociações terminaram em janeiro de 2020 e ofereceram um aumento de 1,8% nos salários e um aumento de 2,3% nos benefícios. Atualmente, nossa força de trabalho é composta por cerca de 130 trabalhadores marítimos.

Em setembro de 2019, também oferemos aos empregados que possuem nível superior e que recebem um salário igual ou superior a US$ 2.960,36, a opção de negociar suas condições de trabalho através de acordos individuais de trabalho. Atualmente, 3% de nossos empregados estão sob contratos individuais de trabalho.

Em 2019, pagamos aos nossos empregados os valores referentes à Participação nos Lucros e Resultados ("PLR") referentes ano fiscal de 2018.

Em 2019, não foram registradas greves ou protestos que afetaram nossa produção. Em fevereiro de 2020, os sindicatos começaram uma greve que durou 21 dias. A greve era contra a hibernação da ANSA, uma de nossas subsidiárias, não havendo relação com o acordo coletivo de trabalho 2019-2020. O Tribunal Superior do Trabalho decretou a greve dos petroleiros abusiva e ilegal. Apesar do número de dias, não houve impacto na produção.

Benefícios

Remuneração Variável

Em 2019, além do pagamento da PLR, pagamos também os valores determinados relacionados ao Programa de Remuneração Variável dos Empregados – PRVE. No primeiro trimestre de 2019, nosso Conselho de Administração aprovou um novo modelo de remuneração variável para todos os empregados: o Programa Prêmio por Performance ("PPP"). O PPP está em linha com nosso Plano Estratégico 2020-2024, com foco na meritocracia e aumento da flexibilidade, à medida em que buscamos mais eficiência e alinhamento com as melhores práticas de gestão.

O PPP será pago no caso da companhia atingir um lucro líquido superior a R$10,0 bilhões em 2019. O valor estimado de desembolso dependerá de alguns fatores, como o desempenho individual do empregado e das métricas de desempenho.

Para 2019, o novo modelo substitui outros benefícios relacionados à remuneração variável, como nossa PLR e PRVE.

GESTÃO E EMPREGADOS

GESTÃO 167
EMPREGADOS 188
BENEFÍCIOS 191

Principais Benefícios Concedidos aos Empregados

Oferecemos benefícios que são compatíveis com o nosso porte e buscam valorizar nossos empregados. Todos os nossos empregados têm direito aos mesmos benefícios, independentemente de seus cargos ou funções. Ou seja, oferecemos planos de previdência complementar, assistência médica e benefícios de farmácia. Além disso, algumas de nossas subsidiárias têm seus próprios planos de benefícios.

Planos de pensão

Até março de 2018, a companhia patrocinou dois planos de pensão: (i) o Plano Petros do Sistema Petrobras ("PPSP"), um plano de benefício definido fechado para novos membros, e (ii) o Plano Petros-2 ("Petros 2"), um plano de contribuição variável, em vigor desde 2007 e gerido pela Fundação Petrobras de Seguridade Social - Petros.

Em abril de 2018, o PPSP foi dividido em dois planos: (i) um composto de empregados e pensionistas, que aderiram às novas regras do plano em 2006, 2007 e 2012 (PPSP-Repactuados) e (ii) um para os empregados que não aderiram ao anterior. Em dezembro de 2019, ambos os planos foram divididos da seguinte forma: (i) um para os empregados e pensionistas que aderiram ao plano antes de 1970 e (ii) um para os empregados e pensionistas que aderiram ao plano depois de 1970. Assim, além do Petros 2, existem atualmente quatro planos de benefício definidos. Juntos, esses planos cobrem 96% dos nossos empregados.

Devido aos efeitos dos planos PPSPs sobre o patrocinador e os participantes, a companhia, juntamente com a Petros, estruturou um novo plano de contribuição definida, o chamado Plano Petros-3, que será aberto para migração voluntária dos participantes e beneficiários logo que forem aprovados pelos órgãos competentes.

Equacionamento dos Planos Petros

O objetivo principal de nossos planos de pensão é complementar os benefícios da previdência social de nossos empregados aposentados. Assim, nossos empregados fazem contribuições obrigatórias mensais como participantes de nossos planos. No entanto, começamos a observar a evidenciação de déficits no plano Petros após seu fechamento para adesões de novos participantes em 2002.

Em 2017, o PPSP sofreu um plano de equacionamento devido a um *déficit* de US$8,0 bilhões (atualizados em dezembro de 2019). O plano de equacionamento foi realizado com base nas regras estabelecidas no Plano de Equacionamento 2015 ("PED 2015") feito pela Petros. O prazo remanescente para esse plano de equacionamento é de 16 anos, e, desde março de 2018, o PED 2015 recebeu as contribuições de todos os participantes. Esses incluem empregados, ativos e aposentados, e pensionistas, assim como a Petrobras, Petrobras Distribuidora e Petros como patrocinadores, conforme exigido na legislação brasileira.

Também temos sofrido processos judiciais materiais por conta dos benefícios concedidos pelos planos Petros. Em 2019, houve discussões judiciais a respeito de contribuições extraordinárias. Essas discussões levaram a liminares que suspenderam temporariamente contribuições extraordinárias para determinados participantes.

Após essas discussões, as contribuições para o PED 2015 começaram novamente e o fluxo de contribuições extraordinárias continua em uma base mensal. O fluxo é tratado pela Petros e monitorado pela Petrobras. No ano de 2019, a empresa desembolsou US$256 milhões em contribuições referentes ao PED 2015.

GESTÃO E EMPREGADOS

GESTÃO 167
EMPREGADOS 188
BENEFÍCIOS 191

Em março de 2020, nosso Conselho de Administração deliberou sobre um novo plano de equacionamento ("Novo PED") dos planos PPSP-Repactuados e PPSP-Não Repactuados geridos pela Petros e em conformidade com a legislação previdenciária brasileira.

O Novo PED visa substituir o PED 2015, dar tratamento ao *déficit* registrado em 2018, considerar os resultados atuariais dos planos alcançados em 2019 e o tratamento dos impactos atuariais relacionados à revisão dos regulamentos PPSP-Repactuados e PPSP-Não Repactuados. Esse novo plano de equacionamento foi aprovado pelo Conselho de Administração e está em conformidade com a legislação previdenciária brasileira. Portanto, foi possível reduzir as contribuições extraordinárias para a maioria dos participantes e beneficiários, bem como melhorar a regulamentação dos planos, o que permitirá a revisão das contribuições regulares e irá mitigar a necessidade de novos planos de equacionamento no futuro.

O Novo PED levará em conta a insuficiência de recursos dos planos antigos, estimada em US$ 8,36 bilhões até 31 de dezembro de 2019, sendo US$ 8,0 bilhões já reconhecidos no plano de 2015 e US$0,36 bilhões, referentes ao equacionamento do *déficit* de 2018/2019 e as outras mudanças mencionadas anteriormente. Do valor total, US$3,88 bilhões serão de responsabilidade da Petrobras, em estrito cumprimento com o princípio da paridade contributiva previsto na Emenda Constitucional nº 20/1998. O restante será arcado pelos demais patrocinadores (Petrobras Distribuidora e Petros) e pelos participantes e beneficiários.

O valor do passivo da Petrobras será pago através de contribuições extraordinárias ao longo de toda a vida dos planos, num total de US$ 3,38 bilhões, e mais uma parcela a ser aportada no valor de US$ 0,5 bilhão, a partir da implementação do Novo PED. O desembolso das contribuições está estimado para o primeiro ano em US$ 233 milhões para a Petrobras, com um fluxo de amortização decrescente, sendo 91% desse fluxo amortizado ao longo de 25 anos.

A implementação efetiva do Novo PED e as mudanças nos regulamentos dos planos ainda estão sujeitas à aprovação pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais ("SEST") e pela Superintendência Nacional de Previdência Complementar ("PREVIC").

Os efeitos do Novo PED sobre as demonstrações financeiras da Petrobras serão reconhecidos por meio de uma revisão intermediária executada por um atuário independente assim que o Novo PED for aprovado. Acreditamos que poderá haver um resultado positivo de redução dos compromissos atuariais reconhecidos para com os planos, assim como a redução da contribuição correntemente realizada pela companhia.

GESTÃO E EMPREGADOS

GESTÃO 167
EMPREGADOS 188
BENEFÍCIOS 191

A tabela abaixo apresenta os benefícios pagos, as contribuições realizadas e as obrigações pendentes para os anos encerrados em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017:

	2019	2018	2017
		(US$ milhões)	
O total de benefícios pagos - planos de pensão	1.552	2.211	1.942
Total de contribuições - planos de pensão[1]	555	652	300
Os passivos atuariais[2]	14.508	10.514	11.028

(1) Inclui contribuições de empregados e patrocinadores (exceto para contribuições nos termos do compromisso financeiro para cobrir obrigações dos planos de pensão).

(2) Obrigações dos planos de previdência não capitalizados.

Para mais informações sobre os nossos benefícios aos empregados, veja as Notas 4.4 e 18 nas nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e "Riscos – Fatores de Risco" neste relatório anual.

Plano de Saúde e Benefício Farmácia

Mantemos um plano de saúde suplementar ("AMS"), que prevê a assistência médica, serviços hospitalares e odontológicos a todos os empregados da ativa e aposentados e seus dependentes, através da participação de nossos empregados.

Em 2018, o Comitê Interministerial de Governança Corporativa das Empresas Estatais ("CGPAR") estabeleceu importantes direcionadores para a gestão dos planos de saúde. A CGPAR estabeleceu novas diretrizes de governança e de custos para a autogestão de benefícios de saúde em empresas controladas pelo Governo Federal Brasileiro. Essas diretrizes visam à sustentabilidade e ao equilíbrio econômico-atuarial. A partir de janeiro de 2018, começaria um prazo de 48 meses para ajustar nossas práticas de contribuição de AMS às novas diretrizes. Entretanto, os ajustes só poderão ocorrer após o próximo acordo de negociação coletiva. Como resultado, esperamos uma redução do passivo, uma vez que a mudança implica um limite de paridade de custos entre a Petrobras e nossos empregados. Outros efeitos devidos aos nossos ajustes serão oportunamente medidos e considerados.

Um atuário independente calcula anualmente o nosso compromisso em relação a benefícios futuros para os participantes do plano, com base no método de crédito unitário projetado. O plano de saúde não é financiado ou, de outra forma, garantido por ativos. Em vez disso, fazemos pagamentos de benefícios com base nos custos anuais incorridos pelos participantes do plano.

O benefício da AMS também abrange os programas complementares, como o Benefício Farmácia. O Benefício Farmácia só cobre medicamentos de uma lista pré-definida de doenças crônicas ou psiquiátricas. Ao optar por usar o Benefício Farmácia, o beneficiário deve incorrer em custos conforme determinado no sistema de coparticipação.

A tabela abaixo mostra os benefícios pagos, as contribuições feitas e as obrigações pendentes para os anos encerrados em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017:

	2019	2018	2017
		(US$ milhões)	
Total de benefícios pagos - plano médico[1]	442	456	466
Total de contribuições - plano médico[1]	442	321	467
Os passivos atuariais[2]	11,986	12,236	10,802

(1) Inclui valores AMS e Benefício Farmácia.
(2) Obrigações do plano de médicos não financiadas.

Para mais informações sobre os nossos benefícios aos empregados, veja as Notas 4.4 e 18 nas nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e "Riscos – Fatores de Risco" neste relatório anual.

CONFORMIDADE E CONTROLES INTERNOS

CONTROLES E PROCEDIMENTOS 199
OUVIDORIA E INVESTIGAÇÕES INTERNAS 200

CONFORMIDADE E CONTROLES INTERNOS

CONFORMIDADE E CONTROLES INTERNOS

CONTROLES E PROCEDIMENTOS 199
OUVIDORIA E INVESTIGAÇÕES INTERNAS 200

Princípios éticos guiam os nossos negócios e as nossas relações com terceiros.

A fim de garantir um ambiente ético para os nossos negócios, trabalhamos para promover uma cultura de integridade, incluindo a prevenção, detecção e correção de incidentes de fraude, corrupção e lavagem de dinheiro, a gestão de nossos controles internos e a análise de integridade de empregados e contrapartes.

Nós temos uma política de conformidade corporativa que descreve nossos compromissos assumidos em relação à promoção dos mais altos valores éticos e transparência na condução dos nossos negócios, com tolerância zero para fraude, corrupção e lavagem de dinheiro.

Com o objetivo de integrar e fortalecer as iniciativas de conformidade, além de nossa política de conformidade corporativa, temos também um Código de Ética, um Guia de Conduta, uma Comissão de Ética e um programa de integridade denominado Programa Petrobras de Prevenção à Corrupção ("PPPC").

Código de Ética e Guia de Conduta

O nosso Código de Ética apresenta princípios éticos (tais como respeito pela vida e por todos os seres humanos, integridade, verdade, honestidade, justiça, equidade, lealdade institucional, responsabilidade, diligência, mérito, transparência, legalidade, impessoalidade e coerência entre o discurso e a prática), bem como compromissos de conduta para os membros do nosso Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretores Executivos, nossos empregados, estagiários, fornecedores e prestadores de serviços.

Da mesma forma, o nosso Guia de Conduta estabelece as regras básicas para comportamento ético e de conduta profissional a ser adotado dentro da nossa empresa.

O nosso Código de Ética e o Guia de Conduta estão disponíveis em nosso website. As informações contidas no website não são e não devem ser consideradas como incorporadas neste relatório anual.

Comissão de Ética

A nossa comissão de ética é responsável por promover conformidade corporativa com princípios éticos, e serve como um fórum de discussão de temas relacionados com a ética. A nossa comissão de ética também serve de consultoria para nossa administração e força de trabalho, fornecendo recomendações com respeito a temas relacionados à gestão ética, propondo regras para a incorporação de novos conceitos, e adotando medidas para cumprir a legislação e seguir as melhores práticas que reforçam a nossa abordagem de tolerância zero aos atos de má conduta.

A comissão é composta por empregados nomeados após um processo de seleção interna que consiste em entrevistas e análise de currículos. O nosso Conselho de Administração e a nossa Diretoria Executiva aprovam cada nova nomeação. Em 2018, nossa comissão de ética revisou nosso Guia de Conduta e o Código de Ética com base nas experiências anteriores da comissão, nos *benchmarks* em documentos relacionados, no cumprimento da legislação e regulamentos internos, com as recomendações de órgãos de controle e consultas com nossa força de trabalho, administração e subsidiárias. Em 2019, divulgamos as novas versões desses documentos, que estão todas disponíveis em nosso *website*. As informações contidas no *website* não são e não devem ser consideradas como incorporadas neste relatório anual.

Programa Petrobras de Prevenção à Corrupção ("PPPC")

O PPPC é o nosso programa de integridade e está focado na prevenção, detecção e correção de atos de fraude e corrupção cometidos contra nós. O PPPC foi concebido para os nossos diversos públicos de interesse, tais como clientes, fornecedores, investidores, parceiros, autoridades públicas, colaboradores e prestadores de serviços terceirizados.

No desempenho de nossas atividades no Brasil e no exterior, nós estamos sujeitos às leis nacionais e internacionais anticorrupção. Nós trabalhamos continuamente para melhorar o nosso programa de integridade. Ele é aderente às melhores práticas e leis anticorrupção, particularmente a Lei Nº 12.846/13, a lei norte-americana de combate à corrupção (*FCPA*) e a lei de suborno do Reino Unido (*UK Bribery Act*).

De acordo com o PPPC, realizamos a *Due Diligence* de Integridade (DDI) das nossas contrapartes, procurando avaliar os riscos de integridade inerentes às nossas relações comerciais. O resultado da avaliação dessa avaliação é

CONFORMIDADE E CONTROLES INTERNOS

CONTROLES E PROCEDIMENTOS 199
OUVIDORIA E INVESTIGAÇÕES INTERNAS 200

expresso pelo Grau de Risco de Integridade. Nossos gerentes consideram essas informações em seus processos de tomada de decisão. Em 2019, avaliamos 4.226 contrapartes.

Além disso, realizamos o *Background Check* de Integridade (BCI) para indivíduos nomeados por nós para atuar em posições-chave na nossa empresa e nas nossas subsidiárias e afiliadas. Esse procedimento visa ajudar os gestores na tomada de decisões considerando o grau de exposição aos riscos de integridade e propõe medidas de mitigação. Em 2019, conduzimos 2.748 avaliações para posições-chave na nossa empresa.

Dispomos também de outros mecanismos de conformidade, incluindo, regime disciplinar, avaliação de riscos relacionados à fraude e corrupção, guia de recebimento e oferecimento de presentes e hospitalidades, procedimentos para o combate à lavagem de dinheiro e ao financiamento do terrorismo, e processos administrativos de responsabilização.

A fim de aumentar a conscientização da força de trabalho, divulgamos diretrizes sobre conduta adequada e reforçamos nossos valores éticos por meio de publicações e comunicações em nossos canais internos.

Oferecemos treinamento à distância para todos os nossos empregados, especialmente aqueles que trabalham em atividades com maior exposição aos riscos de conformidade, assim como os membros da nossa Diretoria Executiva e do nosso Conselho de Administração. Em 2019, oferecemos treinamento sobre assédio moral e sexual a cerca de 47.000 empregados, a fim de disseminar formas de identificar, prevenir e combater esse tipo de má conduta.

Também em 2019, demos continuidade a um treinamento à distância sobre os riscos de conformidade com a legislação e as respostas a esses riscos. O módulo sobre legislação anticorrupção e ética empresarial esteve disponível até março de 2019 e seu conteúdo foi disseminado para mais de 46.000 empregados, incluindo a alta administração.

Além dos cursos à distância para todos os nossos empregados, oferecemos cursos presenciais sobre o PPPC para os seguintes públicos::

(i) gestores (230 em 2018 e 150 em 2019);

(ii) empregados que realizam atividades mais expostas aos riscos de conformidade, tais como os nossos colaboradores envolvidos em processos de contratação (370 em 2018 e 188 em 2019);

(iii) profissionais de conformidade, auditoria interna e ouvidoria (50 em 2018 e 100 em 2019); e

(iv) novos empregados (450 em 2018) empregados alocados na Gerência Executiva de Conformidade (121 em 2019).

Em 2019, também oferecemos treinamento presencial para a alta administração, incluindo os seguintes tópicos:

- Código de Ética e Guia de Conduta;
- Gestão de riscos;
- Conformidade;
- Modelo de governança corporativa e processo decisório;
- Desempenho dos negócios;
- Lei Geral de Proteção de Dados (LGPD);
- Reputação; e
- Lei anticorrupção brasileira

CONFORMIDADE E CONTROLES INTERNOS

CONTROLES E PROCEDIMENTOS 199
OUVIDORIA E INVESTIGAÇÕES INTERNAS 200

Em 2019, também promovemos as seguintes iniciativas:

Iniciativa	Descrição	Melhorias Em 2019
Treinamento de *Compliance* para Terceiros	Treinamento destinado a nossas contrapartes, tais como: fornecedores, clientes, entidades patrocinadas, parceiros de negócios e empresas envolvidas em fusões e aquisições.	Em 2019, desenvolvemos e implementamos um treinamento multi-linguagem focado em nossas contrapartes. O objetivo da iniciativa é divulgar para esse público a nossa cultura de integridade. O treinamento tem duração de 25 minutos e foi desenvolvido em uma plataforma online. Em 2019, cerca de 290 representantes de nossas contrapartes concluíram o treinamento.
Semana Petrobras em *Compliance*	Evento anual de *compliance* com uma semana de duração (anteriormente detida em um dia)	A Semana Petrobras em *Compliance* é um evento de uma semana para palestras, debates e diálogos com autoridades e especialistas de conformidade, em relação ao nosso progresso e desafios na luta contra a fraude, corrupção e lavagem de dinheiro. Os participantes incluem: · alta administração (inclusive de nossas subsidiárias); · gerentes executivos; · gerentes gerais; · autoridades e especialistas; · membros do Comitê de Ética; · membros do Comitê de Medidas Disciplinares; · colaboradores das áreas de governança e conformidade; · acadêmicos; · organismos externos de combate à corrupção; · *Chief Compliance Officers* de outras empresas, incluindo empresas estatais; e · outros colaboradores.
Tom da Alta Administração	Iniciativa de fortalecimento da comunicação contínua da alta administração para a força de trabalho	Pequenos vídeos direcionados para nossa força de trabalho reforçando nosso compromisso com a conformidade, a fim de fortalecer a nossa cultura de integridade.

CONFORMIDADE E CONTROLES INTERNOS

CONTROLES E PROCEDIMENTOS 199
OUVIDORIA E INVESTIGAÇÕES INTERNAS 200

Controles e Procedimentos

Controles e procedimentos de divulgação

Nós, por meio do CEO e da CFO, avaliamos a efetividade dos nossos controles e procedimentos de divulgação em 31 de dezembro de 2019. Nosso CEO e nossa CFO concluíram que nossos controles e procedimentos de divulgação foram eficazes e possuem garantia razoável de que as informações que somos requeridos a divulgar nos relatórios que arquivamos, conforme a *Exchange Act*, foram registradas, processadas e sumarizadas nos prazos especificados nas normas aplicáveis. Eles também concluíram que tais divulgações foram compiladas e comunicadas para nossa administração, incluindo nossos CEO e CFO, de forma apropriada e tempestiva.

Relatório da administração em relação aos controles internos sobre relatórios financeiros

Nossa administração é responsável por estabelecer, avaliar a eficácia e manter adequados controles internos sobre relatórios financeiros. O controle interno é um processo desenvolvido por nosso presidente e nossa diretora financeira e de relacionamento com investidores, supervisionado por nosso Conselho de Administração e efetuado por nossos gestores e demais empregados.

O controle interno sobre relatórios financeiros é projetado para fornecer garantia razoável quanto à confiabilidade dos relatórios financeiros, preparação e divulgação de nossas demonstrações contábeis consolidadas para fins externos, de acordo com as normas internacionais (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 para períodos futuros estão sujeitas ao risco de que os controles possam se tornar inadequados devido a mudanças em condições e premissas.

Nossa administração avaliou a eficácia de nossos controles internos sobre relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2019, com base nos critérios estabelecidos na Estrutura Integrada de Controles Internos (2013), emitida pelo Committee of Sponsoring Organizations of Treadway Commission (COSO). Com base nesta avaliação, nossa administração concluiu que nossos controles internos sobre os relatórios financeiros foram efetivos.

Auditoria da efetividade dos controles internos sobre relatórios financeiros

Nossos auditores independentes auditaram a efetividade dos controles internos sobre relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2019, conforme declarado em seu relatório, incluído neste documento.

Alterações nos controles internos sobre os Relatórios Financeiros

Em 2019, implementamos mudanças em nossos controles relacionados ao reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação de arrendamentos. Não houve qualquer outra mudança significativa que afetou materialmente, ou tem uma probabilidade razoável de afetar materialmente, nosso controle interno sobre os relatórios financeiros.

CONFORMIDADE E CONTROLES INTERNOS

CONTROLES E PROCEDIMENTOS 199
OUVIDORIA E INVESTIGAÇÕES INTERNAS 200

Ouvidoria e Investigações Internas

Nossa Ouvidoria Geral disponibiliza canais para receber comentários do nosso público interno e externo, tais como reclamações, pedidos de informação, solicitações gerais, sugestões, elogios e denúncias.

Para receber denúncias, fornecemos um canal de denúncia específico operado por uma empresa externa independente, que garante o anonimato dos informantes.

Todos os relatos recebidos através do canal de denúncia são encaminhados à Ouvidoria, que os analisa, classifica e encaminha para acompanhamento da área apropriada. As denúncias relativas à fraude ou corrupção são enviadas à diretoria de Governança e Conformidade.

Reforçamos continuamente nossa abordagem de tolerância zero em relação à fraude e à corrupção, inclusive investigando exaustivamente todas as alegações que surgem. Levamos a sério as alegações de má conduta - em particular as alegações de corrupção - e estamos empenhados em cooperar prontamente com todas as autoridades em relação a essas investigações, incluindo o Ministério Público Federal, a Polícia Federal Brasileira e órgãos de controle (CVM, CGU e TCU).

Nossa diretoria de Governança e Conformidade tem pleno acesso, independência, qualificação e autonomia para investigar minuciosamente alegações dessa natureza.

Após a conclusão de cada investigação, usamos os resultados materiais para melhorar os nossos esforços de conformidade. Se os resultados em alguns casos indicarem que algum de nossos antigos e atuais empregados não cumpriu determinadas políticas internas, podemos tomar medidas de acordo com as leis trabalhistas aplicáveis e nossas políticas.

Independentemente dos resultados de nossas investigações internas, a fim de mitigar riscos potenciais de não conformidade com nossas políticas, continuamos a desenvolver e implementar uma série de medidas destinadas a melhorar a governança corporativa, como nossa gestão de processos de controles de riscos, incluindo aqueles relacionados à fraude e corrupção.

INFORMAÇÕES AOS ACIONISTAS

LISTAGEM 202
AÇÕES E ACIONISTAS 203
DIVIDENDOS 211
INFORMAÇÕES ADICIONAIS AOS ACIONISTAS ESTRANGEIROS 215

INFORMAÇÕES AOS ACIONISTAS

INFORMAÇÕES AOS ACIONISTAS

LISTAGEM	**202**	DIVIDENDOS	211
AÇÕES E ACIONISTAS	203	INFORMAÇÕES ADICIONAIS AOS ACIONISTAS ESTRANGEIROS	215

Listagem

Nós somos uma companhia de capital aberto e estamos listados no Brasil e no exterior, conforme segue:

AÇÕES ORDINÁRIAS
AÇÕES PREFERENCIAIS

	BRASIL	EUA
BOLSA DE VALORES*	REGULADOR DO MERCADO **CVM**	REGULADOR DO MERCADO **SEC**
GOVERNANÇA CORPORATIVA	NÍVEL 2	NÍVEL 3
AÇÕES E CÓDIGO ISIN	PETR3 BRPETRACNOR9 PETR4 BRPETRACNOR9	PBR US71654V408 PBRA US71654V101
VALORES DE FECHAMENTO 31.12.2019	PETR3 **R$ 32,00** PETR4 **R$ 30,18**	PBR **U$ 15,94** PBRA **U$ 14,92**
NÚMERO TOTAL DE AÇÕES** 31.12.2019	**13.044.201.261**	
	PETR3: 5.992.292.392 AÇÕES PETR4: 4.956.899.781 AÇÕES	PBR: 1.449.938.990 ADRs PBRA: 645.070.098 ADRs

TOTAL CAPITAL

* Além disso, nossas ações ordinárias (XPBR) e preferenciais (XPBRA) são negociadas na LATIBEX, Espanha, desde 2002 sob os códigos ISIN BRPETRACNOR9 e BRPETRACNPR6, respectivamente. A LATIBEX é um mercado eletrônico que foi criado em 1999 pela Bolsa de Madri para permitir a negociação de títulos latino-americanos denominados em euros.

** O número total de ações não inclui 295.669 que estão em tesouraria, sendo 222.760 ordinárias e 72.909 preferenciais.

*** Em 31/12/2019, o grupo de controle era composto pelo Governo Federal Brasilieiro, BNDES, BNDESPAR e pelo Fundo de Participação Social.

Deslistagem na Argentina

Nossas ações ordinárias e preferenciais eram negociadas na Bolsa de Comércio de Buenos Aires (Bolsa de Buenos Aires) desde 2006. Em 11 de novembro de 2019, no entanto, nós deslistamos nossas ações da Bolsa de Buenos Aires com autorização da Comisión Nacional de Valores (CNV), autoridade reguladora dos mercados de capitais argentinos. A CNV, isentou a companhia de uma oferta pública de ações de acordo com a Resolução Geral CNV 779. Após a deslistagem, nossos acionistas na Argentina tiveram a opção de manter suas ações depositadas junto ao custodiante do mercado argentino ou vendê-las no mercado onde nossas ações ainda são negociadas. A saída da Bolsa de Buenos Aires está de acordo com nossa estratégia que se concentra na redução de custos e foco em ativos que gerem valor aos acionistas.

INFORMAÇÕES AOS ACIONISTAS

LISTAGEM 202
AÇÕES E ACIONISTAS 203
DIVIDENDOS 211
INFORMAÇÕES ADICIONAIS AOS ACIONISTAS ESTRANGEIROS 215

Governança Corporativa da B3 - Nível 2

Desde 2018, somos listados no índice de Governança Corporativa Nível 2 da B3. Abaixo estão algumas das mudanças das nossas práticas de governança corporativa com a entrada do nível 2 na B3:

- As atribuições do nosso Comitê de Minoritários foram expandidas;
- Nosso Conselho de Administração passou a ser composto de pelo menos 40% de membros independentes;
- Iniciamos a divugalção de um calendário anual de eventos corporativos;
- Garantimos 100% de tag along aos detentores de nossas ações preferenciais nas mesmas condições concedidas aos titulares de nossas ações ordinárias; e
- Fornecemos um processo de arbitragem de acordo com o regulamento do Nível 2 da B3.

Ações e Acionistas

O nosso capital social é composto por ações ordinárias e preferenciais, todas sem valor nominal e denominadas em reais. De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas, o número de nossas ações preferenciais não pode exceder dois terços do número total das nossas ações.

As nossas ações são negociadas na B3 e registradas em livro. O Banco Bradesco é nosso atual banco custodiante e realiza operações de transferências de ações.

Os detentores das nossas ações ordinárias têm direito a um voto por cada unidade de ação ordinária detida. Os detentores de nossas ações preferenciais não têm direito a voto, exceto: (i) direito de nomear um membro do Conselho de Administração e um membro do nosso Conselho Fiscal; e (ii) certas matérias relativas às ações preferenciais (como criação, aumento ou mudanças nas ações preferenciais, ou criação de uma nova classe de ações), sempre que os direitos dos detentores de ações preferenciais forem adversamente afetados.

Nos Estados Unidos, nossas ações ordinárias ou preferenciais, evidenciadas por *American Depositary Shares* (*ADRs*), são listadas na forma de ADSs na NYSE. As ADSs são registradas e entregues por um banco depositário, o JPMorgan Chase Bank ("JPMorgan" ou "Depositário") que, desde 2 de janeiro de 2020, atua como banco depositário das nossas ADSs ordinárias e preferenciais.

A relação entre as ADRs e nossas ações ordinárias e preferenciais no Brasil corresponde a duas ações no Brasil para cada ADR.

Os direitos dos detentores de ADSs diferem dos direitos dos detentores de ações no Brasil. Com respeito aos direitos de voto, os detentores de ADSs só podem votar por meio de procuração enviada ao banco depositário de ADR, enquanto os detentores de ações têm o direito de votar diretamente na assembleia de acionistas.

Em 29 de fevereiro de 2020, havia 1.593.801.740 ações ordinárias em circulação e 624.070.098 ações preferenciais em circulação representadas por ADSs. Nos últimos três exercícios sociais, não houve mudança no montante do capital social emitido, no número de ações ordinárias e preferenciais, e no direito de voto das ações ordinárias e preferenciais.

Consulte o Anexo 1.1 deste relatório anual para uma cópia do nosso Estatuto Social.

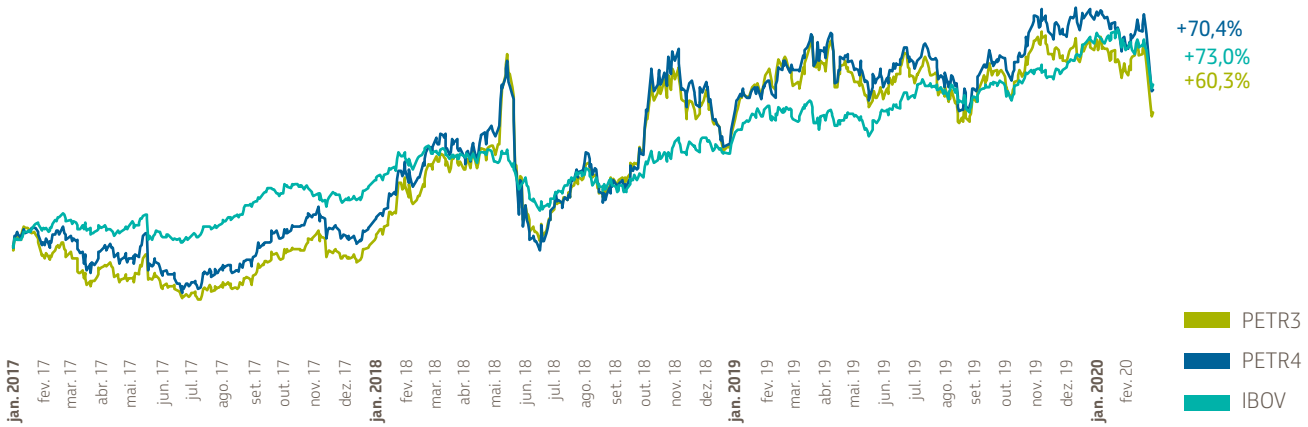
Após um leve aumento no valor de nossas ações em 2017, tal valor aumentou novamente em 2018 e superou nossos pares na NYSE (índice Amex Oil ou AMEXOIL) em 2019, assim como apresentou um desempenho ligeiramente abaixo do índice Ibovespa (ou IBOV) na B3.

INFORMAÇÕES AOS ACIONISTAS

LISTAGEM 202
AÇÕES E ACIONISTAS 203
DIVIDENDOS 211
INFORMAÇÕES ADICIONAIS AOS ACIONISTAS ESTRANGEIROS 215

Performance das ações desde 2017

Index Nº = 100 em 01/01/2017



	ON (PETR3):	PN (PETR4):	Valor de mercado*:
Apreciação em 2019:	**+26,0%**	**+33,7%**	**-8,0% / R$ 344 bilhões**
Valor da ação em 29/02/2020*:	**R$ 27.15**	**R$ 25.34**	Ibovespa* **+14,3%**
Apreciação no LTM em 29/02/2020:	**-16,0%**	**-11,6%**	

* Informações relativa ao LTM em 29/02/2020.
Fonte: Bloomberg

Performance ADR desde 2017

Index No = 100 em 01/01/2017

	ADSs representando ON (PBR):	ADRs representando PN (PBRA):	Valor de mercado*:
Apreciação em 2019:	**+22,5%**	**+28,7%**	**-22,4% / US$ 77 bilhões**
Valor da ação em 29/02/2020*:	**US$ 12.10**	**US$ 11.26**	AMEXOIL* **-26,6%**
Apreciação no LTM em 29/02/2020:	**-35,8%**	**-34,8%**	BRENT OIL* **-27,3%**

* Informações relativa ao LTM em 29/02/2020.
Fonte: Bloomberg

INFORMAÇÕES AOS ACIONISTAS

LISTAGEM 202
AÇÕES E ACIONISTAS 203
DIVIDENDOS 211
INFORMAÇÕES ADICIONAIS AOS ACIONISTAS ESTRANGEIROS 215

A tabela a seguir apresenta informações relativas à propriedade de nossas ações ordinárias e preferenciais em 29 de fevereiro de 2020 pelo governo federal brasileiro e por algumas entidades do setor público:

Acionistas	Ações Ordinárias	%	Ações Preferenciais	%	Total de Ações	%
Governo Federal Brasileiro	3.740.470.811	50,26	-	-	3.740.470.811	28,67
BNDES	-	0,00	135.248.258	2,41	135.248.258	1,04
BNDES Participações SA-BNDESPar	11.700.392	0,16	900.210.496	16,07	911.910.888	6,99
Fundo de Participação Social	6.000.000	0,08	-	-	6.000.000	0,05
Todos os membros do nosso Conselho de Administração (titulares e suplentes), diretores e membros do Conselho Fiscal (titulares e suplentes) (22 pessoas no total)	0	0,00	41.088	0,00	41.088	0,00
Outros	3.684.282.939	49,50	4.566.542.946	81,52	8.250.825.885	63,25
Total	**7.442.454.142**	**100,00**	**5.602.042.788**	**100,00**	**13.044.496.930**	**100,00**

Para obter informações detalhadas sobre as ações detidas pelos membros do nosso Conselho de Administração, diretores e membros do nosso Conselho Fiscal, consulte "Gestão e Empregados" neste relatório anual.

Ofertas públicas de distribuição secundária de ações

Em junho de 2019, a Caixa Econômica Federal vendeu 241.340.371 de nossas ações ordinárias por meio de oferta pública secundária, distribuídos simultaneamente no Brasil e no exterior (na forma de ADSs). O preço fixado foi de R$30,25 por ação, totalizando R$ 7.300.546.222,75.

Da mesma forma, em fevereiro de 2020, o BNDES vendeu 734.202.699 de nossas ações ordinárias por meio de oferta pública secundária, também distribuídos simultaneamente no Brasil e no exterior (na forma de ADSs). Em 20 de fevereiro de 2020, o preço foi fixado em R$ 30,00 por ação, totalizando R$ 22.026.080.970,00.

Em ambos os casos, o preço das ADSs é equivalente ao preço por ação convertido em dólares norte-americanos, com base na taxa de câmbio para a venda da moeda (PTAX) divulgada pelo Banco Central do Brasil.

Nos termos da Lei das Sociedades por Ações, o Governo Federal Brasileiro é obrigado a deter pelo menos a maioria de nossas ações votantes.

O Governo Federal Brasileiro possui direito a voto da mesma forma dos outros acionistas. No entanto, qualquer mudança em nosso controle exigiria uma mudança nas leis aplicáveis. Nosso Estatuto Social também prevê regras aplicáveis a qualquer eventual transferência de controle dos nossos principais acionistas.

A maioria das ações votantes também dá ao Governo Federal Brasileiro o direito de eleger a maioria dos nossos conselheiros, independentemente dos direitos de nossos acionistas minoritários.

Além disso, o nosso estatuto esclarece que a empresa deve ter suas atividades guiadas pelo Governo Federal Brasileiro, a fim de contribuir para o interesse público de acordo com o Estatuto da companhia. No entanto, se as diretrizes do Governo Federal Brasileiro nos levarem a assumir obrigações

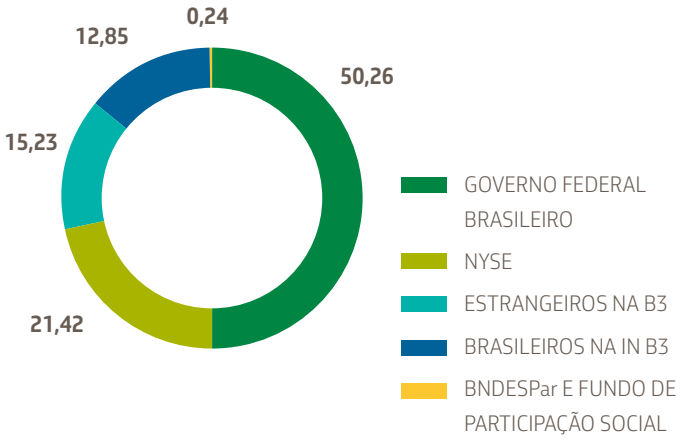
INFORMAÇÕES AOS ACIONISTAS

LISTAGEM 202
AÇÕES E ACIONISTAS 203
DIVIDENDOS 211
INFORMAÇÕES ADICIONAIS AOS ACIONISTAS ESTRANGEIROS 215

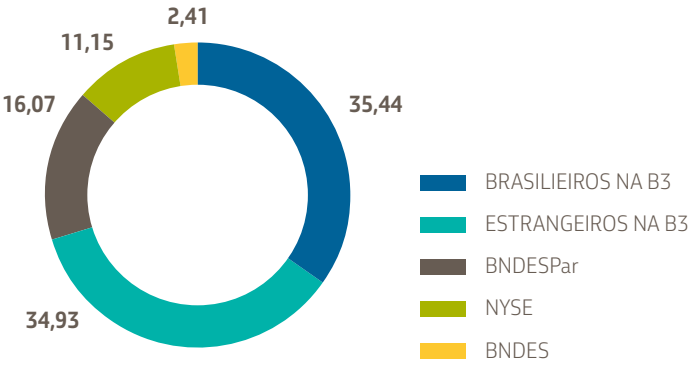
e responsabilidades em condições diferentes das de qualquer outra empresa do setor privado que opera no mesmo mercado, tais obrigações e responsabilidades devem ser definidas em lei ou regulamento e terão seus custos e receitas dicriminados e divulgados. Além disso, o Governo Federal deve compensar a companhia, em cada ano fiscal, para a diferença entre as condições de mercado e o resultado operacional ou retorno econômico de tal obrigação.

Nossa base acionária inclui mais de 400.000 acionistas na B3 e mais de 100.000 ADRs na NYSE.

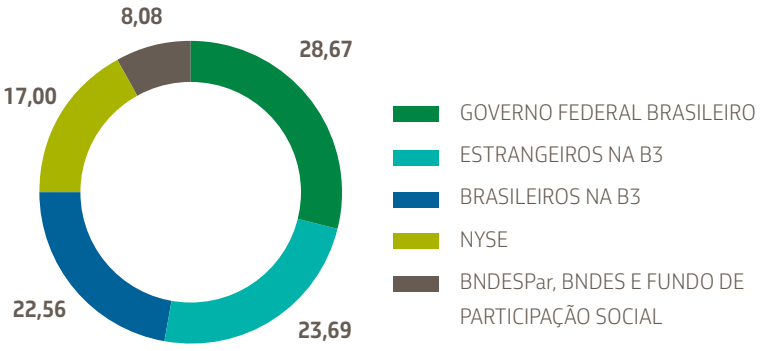
Capital volante* (%)



Capital não volante* (%)



Capital social* (%)



A maioria das nossas ações ordinárias é detida pelo Governo Federal Brasileiro através do bloco de controle composto pelo próprio Governo Federal, BNDESPar e o Fundo de Participação Social, que em conjunto detêm 50,50% das nossas ações com direito a voto.

* As informações acima são referentes a 29 de fevereiro de 2020.

Nos termos da regulamentação da CVM, qualquer (i) acionista controlador direto ou indireto, (ii) acionista que elegeu os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal de uma empresa pública brasileira, bem como (iii) grupo de pessoas ou de pessoas representando o mesmo interesse, em cada caso, que direta ou indiretamente tenha adquirido ou vendido ações com participação superior a 5% do capital da companhia, ou qualquer múltiplo do mesmo, devem ser informados imediatamente após a aquisição ou venda dessas ações, a CVM e a B3.

INFORMAÇÕES AOS ACIONISTAS

LISTAGEM 202
AÇÕES E ACIONISTAS 203
DIVIDENDOS 211
INFORMAÇÕES ADICIONAIS AOS ACIONISTAS ESTRANGEIROS 215

Restrições

De acordo com a política da CVM, a negociação de ações pela companhia, pelos administradores e empregados com acesso a informações privilegiadas/confidenciais é proibida nos seguintes períodos:

(i) 15 dias antes da divulgação do resultado trimestral e anual; e

(ii) no período compreendido entre a decisão tomada pelo órgão social competente de aumentar ou reduzir o capital social, distribuir dividendos, bonificação em ações ou emitir outros valores mobiliários, e a publicação dos respectivos editais ou anúncios.

Nossos diretores, membros dos comitês de auditoria, seus respectivos suplentes e os membros com quaisquer funções técnicas ou consultivas criados por disposição de nosso Estatuto Social são obrigados a informar a companhia em caso de propriedade e negociação de ações ou qualquer outro valor mobiliário emitido pela Petrobras ou por subsidiárias.

Disputas

Como uma empresa listada na B3 no Nível 2, nosso Estatuto Social prevê a resolução de litígios obrigatórios, por meio de arbitragem perante a Câmara de Arbitragem do Mercado, em relação a qualquer disputa que possa surgir entre a Petrobras e os acionistas, a administração e os membros dos conselhos relacionada ou decorrente da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos das disposições contidas na legislação brasileira aplicável.

Entidades que fazem parte da administração pública direta e indireta podem utilizar a arbitragem como mecanismo de resolução de disputas apenas para aquelas envolvendo direitos econômicos negociáveis. Como resultado, essas entidades não podem submeter à arbitragem quaisquer direitos não negociáveis, como aquelas consideradas ao interesse público. Portanto, as decisões do Governo Federal Brasileiro exercidas em qualquer assembléia geral, baseadas ou relacionadas ao interesse público, não serão sujeitas a um processo de arbitragem.

Direitos dos acionistas

Assembleia e Direito aVoto

Nossos acionistas têm o poder, através da votação em assembléia geral, para decidir sobre qualquer assunto relacionado ao nosso objeto social e aprovar quaisquer resoluções que julgarem necessárias para nossa proteção e desenvolvimento, com exceção de certos poderes exclusivamente detidos por nossos órgãos corporativos.

Nossa assembleia geral de acionistas ocorre em nossa sede, no Rio de Janeiro, Brasil, no final de abril de cada ano. Além disso, o nosso Conselho de Administração ou, em algumas situações específicas previstas na Lei das Sociedades por Ações, nossos acionistas ou Conselho Fiscal, poderão convocar assembleias extraordinárias.

O aviso da assembleia e os documentos relacionados devem ser publicados pelo menos 30 dias corridos antes da data marcada para a mesma.

Para os titulares de ADSs, somos obrigados a fornecer um aviso ao depositário pelo menos 30 dias corridos antes da assembleia. Após o recebimento do aviso, o banco depositário deve fixar a data de registro de ADS e distribuir aos detentores de ADS um aviso. Esse aviso deve conter (i) informação final, a tal votação e reunião e qualquer material de solicitação, (ii) uma declaração de que cada titular detém pelo banco depositário, e (iii) uma declaração pela qual podem ser dadas as instruções da assembleia, incluindo instruções de procuração discricionária a uma pessoa designada pela própria Petrobras. Os acionistas podem votar pessoalmente ou remotamente, antes da data da reunião. A participação eletrônica nas assembleias não está disponível para os detentores de ADS.

Quórum

Quórum presencial. A fim de iniciar, pelo menos um quarto das ações ordinárias em circulação deve comparecer à assembleia, exceto quando a questão a ser decidida visa a alterar o Estatuto Social. Nesse caso, é obrigatória a presença de pelo menos dois terços dos detentores das ações ordinárias em circulação. Se o quórum necessário não for atingido, o Conselho de Administração pode convocar uma segunda assembleia, enviando uma notificação pelo menos oito dias corridos antes da nova data.

INFORMAÇÕES AOS ACIONISTAS

LISTAGEM 202
AÇÕES E ACIONISTAS 203
DIVIDENDOS 211
INFORMAÇÕES ADICIONAIS AOS ACIONISTAS ESTRANGEIROS 215

Quórum de votação. Matérias a serem deliberadas em assembleia devem ser aprovadas pelos quóruns especificados abaixo.

Matéria aprovada por maioria de votos (dos detentores de ações ordinárias presentes à reunião):

. alterar o Estatuto Social;

. aprovar a mudança do capital social;

. eleger ou destituir membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal (e seus respectivos suplentes).

. aprovar as demonstrações financeiras anuais elaboradas pela adminstração e o pagamento de dividendos obrigatórios, além da alocação das reservas;

. autorizar a emissão de debêntures, exceto a emissão de debêntures simples, não conversíveis ou a venda de tais debêntures quando em tesouraria, as quais podem ser aprovadas pelo Conselho de Administração;

. aprovar a alienação de debêntures conversíveis emitidas por nossas subsidiárias integrais e detidas pela companhia;

. fixar a remuneração dos membros da Diretoria, do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal, incluindo a compensação devida durante o período de seis meses de caducidade previstos no Estatuto Social;

. aprovar o cancelamento de nosso registro como companhia aberta; e

. aprovar os requisitos da nossa política de nomeação, para além dos requisitos estabelecidos pela legislação aplicável para Conselhos de Administração e Conselhos Fiscais.

Matéria aprovada por pelo menos metade das ações ordinárias de nosso capital social total:

. reduzir o valor do dividendo obrigatório;

. incorporação por outra empresa ou fusão com outra empresa, sujeito às condições estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações;

. participar de um grupo de empresas sujeitas às condições estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações;

. mudança do objeto social, que deve ser precedida de uma emenda em nosso Estatuto Social por lei federal, já que é controlado pelo Governo Federal Brasileiro e nosso objeto social é estabelecido por lei;

. *spin-off* de uma parte da empresa, sujeito às condições estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações;

. renunciar ao direito de subscrever ações ou debêntures conversíveis emitidas por nossas subsidiárias ou associadas integrais;

. criar classes de ações ou aumentar as classes existentes, sem preservar as proporções a qualquer outra classe preferencialista, exceto conforme estabelecido ou autorizado pelo Estatuto Social;

. alterar as preferências, privilégios ou condições de resgate ou amortização de qualquer classe de ação; e

. criar classe de ações preferenciais com direito a condições mais favoráveis do que as classes existentes.

Matéria aprovada por quorum especial:

. selecionar uma empresa especializada para avaliar nossas ações pelo valor econômico em caso de cancelamento do registro como companhia de capital aberto. De acordo com o regulamento da B3 do Nível 2, as ações em circulação significam todas as ações emitidas por uma empresa, com exceção das ações detidas pelo acionista controlador, por pessoas ligadas a tal acionista controlador e pelos gestores da empresa, bem como as ações em tesouraria e a classe especial de ações preferenciais, cujo objetivo é garantir direitos políticos diferenciados e como propriedade intransferível e exclusiva da entidade privada. A reunião de acionistas precisa ser instalada com a presença de pelo menos 20% dos detentores de ações em circulação para a primeira convocação, ou com a presença de qualquer número de titulares de ações em circulação para uma segunda convocação.

Em conformidade com a Lei nº 13.303/16, nenhuma decisão tomada na reunião de acionistas pode alterar o tipo societário da nossa empresa (qual seja, sociedade anônima).

Nos termos da Lei das Sociedades por Ações, se um acionista tem um conflito de interesses com a empresa em relação a qualquer transação proposta, o acionista não poderá votar sobre tal transação. Qualquer transação aprovada com o voto de um acionista que tenha um conflito de interesse pode ser anulada e tal acionista poderá ser responsabilizado por quaisquer danos causados e será obrigado a devolver à empresa qualquer ganho que pode ter obtido como resultado da transação.

INFORMAÇÕES AOS ACIONISTAS

LISTAGEM 202
AÇÕES E ACIONISTAS 203
DIVIDENDOS 211
INFORMAÇÕES ADICIONAIS AOS ACIONISTAS ESTRANGEIROS 215

Também nos termos da Lei das Sociedades por Ações, os acionistas minoritários, que representam pelo menos 10% do capital votante da empresa, tem o direito de exigir que um procedimento de voto cumulativo seja adotado para autorizar cada ação ordinária a tantos votos quantos sejam os membros do conselho e dar a cada ação ordinária o direito de voto cumulativamente para apenas um candidato do Conselho de Administração ou para distribuir seus votos entre vários candidatos. Em conformidade com os regulamentos promulgados pela CVM, a exigência limiar de 10% para o exercício dos procedimentos de voto cumulativo pode ser reduzida dependendo do valor do capital social da empresa. Para uma empresa como a Petrobras, o limite é de 5%. Assim, acionistas representando 5% do nosso capital votante podem exigir a adoção do processo de voto múltiplo.

Em relação ao direito de nomear membros do nosso Conselho de Administração e do Conselho Fiscal, o seguinte deve ser destacado:

(i) nossos acionistas preferenciais minoritários que em conjunto detêm pelo menos 10% do capital total (excluindo as ações detidas por nosso acionista controlador) têm o direito de eleger e destituir um membro de nosso Conselho de Administração em assembleia.;

(ii) nossos acionistas ordinários minoritários têm o direito de eleger e destituir um membro de nosso Conselho de Administração, se um número maior de conselheiros não for eleito por esses acionistas minoritários por meio do procedimento de voto múltiplo;

(iii) nossos empregados têm o direito de eleger diretamente um membro do Conselho de Administração por meio de um procedimento de votação em separado, nos termos da Lei nº 12.353/10; e

(iv) sujeito às disposições da legislação aplicável, o Ministro da Economia tem o direito de eleger e destituir um membro do nosso Conselho de Administração.

A Lei das Sociedades por Ações e nosso Estatuto Social preveem que, independentemente do exercício pelos acionistas minoritários de direitos relacionados com o processo de voto múltiplo, o Governo Federal Brasileiro terá sempre o direito de nomear os membros da maioria do nosso Conselho de Administração e do Conselho Fiscal.

Outros Direitos dos Acionistas

Além de seus direitos de voto, os acionistas têm os seguintes direitos:

Direito de preferência: Cada um dos nossos acionistas tem um direito de preferência na subscrição de ações ou valores mobiliários conversíveis em ações em qualquer aumento de capital, proporcionalmente à sua participação. Um período mínimo de 30 dias após a publicação do aviso de aumento de capital é assegurado para o exercício do direito, e o direito é transmissível. De acordo com o Estatuto Social e pela Lei das Sociedades por Ações, é sujeita à exigência de aprovação dos acionistas de qualquer aumento necessário para nosso capital social autorizado, o Conselho de Administração pode decidir não estender os direitos de preferência aos nossos acionistas, ou para reduzir o período de 30 dias para o exercício do direito de preferência, em cada caso, com relação a qualquer emissão de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus no contexto de uma oferta pública.

No caso de um aumento de capital por meio da emissão de novas ações, os detentores de ADSs e detentores de ações ordinárias ou preferenciais teriam, exceto nas circunstâncias descritas acima, o direito de preferência na subscrição de qualquer classe de nossas ações recém-emitidas. No entanto, os detentores de ADSs podem não ser capazes de exercer os direitos de preferência em relação à ordinárias e ações preferenciais subjacentes a ADSs a menos que uma declaração de registro sob o *Securities Act* seja eficaz no que diz respeito a esses direitos ou uma isenção das exigências de registro do *Securities Act* esteja disponível.

Para mais informações, consulte "Fatores de Risco – Riscos de Capital e Dívida" neste relatório anual.

Direitos de retirada: Lei das Sociedades por Ações prevê que, em circunstâncias limitadas, os acionistas têm o direito de retirar sua participação acionária de uma empresa e receber um pagamento pela parte do patrimônio líquido atribuível à sua participação acionária.

O direito de retirada poderá ser exercido pelos titulares de ações ordinárias ou preferenciais, desde que certas condições estabelecidas na Lei das Sociedades por Ações sejam cumpridas, no caso de decidirmos:

INFORMAÇÕES AOS ACIONISTAS

LISTAGEM 202
AÇÕES E ACIONISTAS 203
DIVIDENDOS 211
INFORMAÇÕES ADICIONAIS AOS ACIONISTAS ESTRANGEIROS 215

. aumentar as classes existentes das ações preferenciais, sem guardar proporção com qualquer outra classe de ações preferenciais;

. alterar as condições de preferências, privilégios, resgate ou amortização de qualquer classe de ações preferenciais ou criar uma classe de ações preferenciais com direito a condições mais favoráveis do que as classes já existentes;

. incorporação por outra empresa ou fusão com outra empresa;

. participar de um grupo de sociedades conforme definido na Lei das Sociedades por Ações;

. reduzir a distribuição obrigatória de dividendos;

. alterar nosso objeto social;

. *spin-off* de uma parte da empresa;

. transferir todas as nossas ações para outra companhia ou receber ações de outra companhia a fim de tornar a sociedade cujas ações sejam transferidas uma subsidiária integral, conhecido no Brasil como incorporação de ações; ou

. controle aquisição de outra companhia por um preço que exceda os limites estabelecidos na Lei das Sociedades por Ações.

O direito de retirada também pode ser exercido na hipótese da companhia resultante de uma incorporação, fusão ou cisão de uma empresa de capital aberto não negociar novas ações no mercado secundário, no prazo de 120 dias a partir da data da assembleia, de acordo com os regulamentos aplicáveis da SEC.

Considerando que nosso Estatuto Social não prevê regras para determinar qualquer valor de resgate, nos termos da Lei das Sociedades por Ações, qualquer resgate de ações decorrente do exercício de tais direitos de retirada deverá ser feito com base no valor contábil por ação, determinado com base no último balanço aprovado por nossos acionistas. No entanto, se a reunião de acionistas der origem a que o direito de retirada ocorra mais de 60 dias após a data do último balanço aprovado, o acionista terá o direito de exigir que suas ações sejam avaliadas com base em um novo balanço patrimonial datado no prazo de 60 dias de tal assembléia de acionistas. Nesse caso, teríamos imediatamente que pagar 80% do valor de reembolso calculado com base no último balanço e, após o balanço especial ser elaborado, gostaríamos de pagar o saldo no prazo de 120 dias a partir da data da assembleia. O direito de retirada prescreve 30 dias após a publicação da ata da assembleia que aprovou os assuntos descritos acima. Teremos o direito de reconsiderar qualquer ação que dê origem ao direito de retirada no prazo de dez dias após a publicação da ata da reunião retificando a decisão se o pagamento do preço do reembolso das ações aos acionistas dissidentes colocar em risco nossa estabilidade financeira.

Liquidação: Em caso de liquidação, os detentores de ações preferenciais têm direito a receber, antes de qualquer distribuição aos acionistas, o pagamento para a parte atribuível ao patrimônio líquido a sua participação acionária.

Direitos de conversão: As ações ordinárias não são conversíveis em ações preferenciais, e vice e versa.

Responsabilidade de nossos acionistas para futuras aumento/diminuição de capital: Nem a Lei das Sociedades por Ações nem nosso Estatuto Social preveem a responsabilidade para os nossos acionistas para o assunto. A responsabilidade dos nossos acionistas de capital é limitada ao pagamento do preço de emissão das ações subscritas ou adquiridas.

Direitos não sujeito a isenção: De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, nenhuma empresa de estatuto social nem as decisões tomadas na reunião de acionistas poderão privar o acionista de certos direitos específicos, tais como o direito a:

. participar na distribuição dos lucros;

. participar de quaisquer ativos residuais restantes no caso de liquidação da companhia;

. fiscalizar a gestão dos negócios sociais, conforme especificado na Lei das Sociedades por Ações;

. exercer direitos de preferência em caso de subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição (exceto com relação à oferta pública desses valores mobiliários, conforme possa ser estabelecido no Estatuto Social); e

. retirar-se da companhia nos casos especificados na Lei das Sociedades por Ações.

INFORMAÇÕES AOS ACIONISTAS

LISTAGEM 202
AÇÕES E ACIONISTAS 203
DIVIDENDOS 211
INFORMAÇÕES ADICIONAIS AOS ACIONISTAS ESTRANGEIROS 215

Dividendos

Pagamento de Dividendos e Juros sobre Capital próprio

Nossos pagamentos de dividendos estão sujeitos às disposições da Lei das Sociedades por Ações e as leis e regulamentos locais aplicáveis, nosso Estatuto Social e à nossa política de distribuição de dividendos.

Nossas distribuições podem incluir dividendos e/ou juros sobre capital próprio. O pagamento de juros sobre capital próprio aos nossos acionistas está sujeito ao imposto de renda na fonte, nos termos da legislação tributária brasileira, que não incide sobre o pagamento de dividendos. Os detentores de ADSs também estão sujeitos ao imposto de renda retido na fonte, salvo disposição em contrário na respectiva legislação aplicável.

Nossas ações preferenciais têm preferência na distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio. Assim, o pagamento de dividendos aos detentores de ações ordinárias está sujeito ao direito de distribuição de dividendos detidos pelos titulares de ações preferenciais.

Em 2019, nós aprovamos uma nova política de distribuição de dividendos, chamado de "Política de Remuneração de Acionistas", que define mais claramente as regras e procedimentos relacionados com a distribuição de dividendos e juros sobre o capital. Nossa nova política busca garantir em curto, médio e longo prazo a sustentabilidade financeira e a previsibilidade do fluxo de pagamentos aos nossos acionistas e é baseada no pressuposto de que precisamos de flexibilidade e estabilidade financeira para a manutenção de nossos negócios.

Nova Política de Remuneração aos Acionistas

LUCRO LÍQUIDO AJUSTADO*

PROPOSTAS DOS ADMINISTRATODRES

DÍVIDA BRUTA **>US$ 60** BILHÕES → **Dividendo mínimo obrigatório (25%), de acordo com a Lei das SA**

DÍVIDA BRUTA **≤ US$ 60** BILHÕES → **Dividendos determinados de acordo com a Política de Remuneração aos Acionistas****

D = 60% x (FCO - CAPEX Investimento)**

Além disso, podemos, em casos excepcionais, pagar dividendos extraordinários, excedendo o valor anual descrito acima

Nosso Estatuto Social prevê um dividendo mínimo igual a 5% do capital social ou 3% do patrimônio líquido, o que for maior, para nossos acionistas preferenciais.

SEM DISTRIBUIÇÃO DE DIVIDENDOS

APROVAÇÃO DA ASSEMBLEIA DOS ACIONISTAS

Montante total de dividendo a pagar relacionados ao último exercício social

Data de pagamento

* Lucro Líquido Ajustado - Considera reserva legal, reserva de incentivos fiscais e outras reversões/adições
** D = Dividendos
FCO = Fluxo de caixa operacional (recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais)
CAPEX Investimento: aquisição de ativos, imobilizados, intangíveis e investimentos societários. Não considera recursos provenientes da venda de ativos; pagamentos na participação de rodadas de licitação de petróleo e gás natural; e pagamentos relacionados à aquisição de empresas ou empresas ou participações societárias.

INFORMAÇÕES AOS ACIONISTAS

LISTAGEM 202
AÇÕES E ACIONISTAS 203
DIVIDENDOS 211
INFORMAÇÕES ADICIONAIS AOS ACIONISTAS ESTRANGEIROS 215

Nossa política de remuneração inclui os seguintes dividendos:

- **Anual**: A decisão de distribuir dividendos e outros rendimentos depende de uma série de fatores, incluindo nossos resultados financeiros e condição, necessidades de caixa e perspectivas futuras dos mercados atuais e potenciais em que operamos, oportunidades de investimento existentes, manutenção e expansão de nossa capacidade de produção. O pagamento de dividendos anuais é baseado em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas do final do ano.
- **Os dividendos intercalares**: Nos termos da Lei das Sociedades por Ações, podemos distribuir dividendos intercalares, que serão calculados com base no balanço patrimonial emitido durante o ano fiscal em curso e ainda não foi aprovado por nossos acionistas, ou seja, antes de ter determinado nossos ganhos para o ano inteiro .
- **Dividendos Intermediários**: O Conselho de Administração poderá ainda aprovar o pagamento de dividendos intermediários, que será calculado com base na reserva de lucros existentes no último balanço aprovado pela assembleia (ou seja, esses dividendos são pagos com base em qualquer balanço anual ou semestral já aprovado por nossos acionistas). O montante de dividendos intermediários distribuídos não pode exceder o valor de nossas reservas de capital.

De acordo com nosso Estatuto Social, os dividendos intermediários e intercalares e juros sobre capital próprio serão atribuídos como dividendo mínimo obrigatório, inclusive para fins de pagamento de dividendos prioritários mínimos de ações preferenciais.

A Lei nº 9.249/95, conforme alterada, prevê a distribuição de juros sobre capital próprio aos acionistas como forma alternativa de distribuição. Tais juros estão limitados à variação diária pro rata da taxa de juros TJLP, taxa de juros de longo prazo do Governo Federal Brasileiro. O pagamento efetivo ou crédito de juros sobre o capital depende da existência de lucros, calculado antes da dedução de juros, ou lucros acumulados e reservas de lucros, em montante igual ou superior a duas vezes o montante dos juros a serem pagos ou creditados.

Podemos tratar esses pagamentos de juros sobre o capital como despesa dedutível para cálculo do lucro real, mas a dedução não poderá exceder o maior de:

- 50% do lucro líquido antes de tomar em conta tal distribuição, no caso de essas despesas serem consideradas, com base no lucro calculado tendo em conta quaisquer deduções de contribuições sociais sobre o lucro líquido e antes da dedução do imposto de renda para o período em relação ao qual o pagamento é feito; ou
- 50% das reservas de lucros.

Com relação ao pagamento de dividendos, nosso acionista também deve considerar o seguinte:

- **Tributação:** Qualquer pagamento de juros sobre capital próprio a proprietários ou acionistas, quer sejam ou não residentes no Brasil, está sujeito a impostos brasileiros retidos na fonte à alíquota de 15% ou 25%. A taxa de 25% aplica-se apenas se o beneficiário for residente em um paraíso fiscal. O valor pago aos acionistas como juros sobre capital próprio, líquido de qualquer imposto retido na fonte, pode ser incluído como parte de qualquer distribuição de dividendos obrigatórios. Nos termos da Lei das Sociedades por Ações, somos obrigados a distribuir aos acionistas um montante suficiente para assegurar que o valor líquido recebido, após o pagamento de impostos retidos na fonte brasileiros aplicáveis em relação à distribuição de juros sobre capital próprio, seja pelo menos igual ao dividendo obrigatório.

Para mais informações sobre tributação no Brasil de ADSs e de nossas ações, ver "Tributação" neste relatório anual.

- **Dia do pagamento:** Nos termos da Lei das Sociedades por Ações e do Estatuto Social, os dividendos devem ser pagos dentro de 60 dias a contar da data em que forem declarados, a menos que define uma resolução dos acionistas adiante para outra data de pagamento que, em qualquer caso, deverá ocorrer antes do final do ano fiscal em que o dividendo foi declarado.
- **Ajustes:** Os valores dos dividendos devidos aos nossos acionistas estão sujeitos a encargos financeiros equivalentes à taxa SELIC a partir do final de cada ano fiscal até a data do efetivo pagamento desses dividendos.

INFORMAÇÕES AOS ACIONISTAS

LISTAGEM 202
AÇÕES E ACIONISTAS 203
DIVIDENDOS 211
INFORMAÇÕES ADICIONAIS AOS ACIONISTAS ESTRANGEIROS 215

- **Dividendos não requeridos:** Os acionistas têm um período de três anos a partir da data de pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio para receber a remuneração. Após esse período, a remuneração fica detida pela empresa.

Em 2019, nós antecipamos a remuneração aos acionistas, na forma de juros sobre capital próprio no montante de US$1.008 milhões e, em fevereiro de 2020, pagamos um adicional de US$1.230 milhões. Nossas distribuições totais aos acionistas para 2019 atingiram US$2.687 milhões e será aprovada em assembleia em abril de 2020. O montante remanescente a ser recebido pelos acionistas levará em consideração o montante já pago antecipadamente.

Para mais informações, ver Nota 34.7 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Distribuição obrigatória

Nos termos da Lei das Sociedades por Ações e do Estatuto Social, devemos cumprir com duas distribuições de dividendos obrigatórios, sendo que ambos estão em nossa Política de Remuneração aos Acionistas.

(i)Devemos pagar pelo menos 25% de nosso lucro líquido ajustado, deduzidas as alocações à reserva legal e outras atribuições, eventualmente exigidos pela Lei das Sociedades por Ações; e

(ii) Os detentores de nossas ações preferenciais têm prioridade para receber o valor do dividendo obrigatório, bem como para receber um pagamento em caso de reembolso de capital. Eles também têm direito a dividendos anuais mínimos não cumulativos preferenciais no caso de nós declararmos dividendos igual ao mais elevado de (a) 5% de sua parcela proporcional de nosso capital integralizado, ou (b) 3% do valor contábil de suas ações preferenciais.

Na medida em que nós declaramos dividendos sobre nossas ações ordinárias em qualquer ano específico em um montante que excede os dividendos mínimos preferenciais, os detentores de ações preferenciais teriam direito a um dividendo adicional por ação no mesmo valor por ação pago aos detentores de ações ordinárias ações. Os detentores de ações preferenciais também participam em igualdade com as ações ordinárias nos aumentos de capital decorrentes da incorporação de reservas e lucros.

Lei das Sociedades por Ações, no entanto, permite uma companhia aberta como a nossa suspender a distribuição obrigatória de dividendos no caso de nosso Conselho de Administração e Conselho Fiscal assim requisitarem na assembleia devido a condição financeira da companhia. Nesse caso, o Conselho de Administração deve apresentar uma explicação para suspender a distribuição de dividendos junto a CVM. Os lucros não distribuídos devido a tal suspensão um devem ser destinados a uma reserva especial e, se não forem absorvidos por perdas subsequentes, deverão ser distribuídas tão logo nossa situação financeira permita esses pagamentos.

INFORMAÇÕES AOS ACIONISTAS

LISTAGEM 202
AÇÕES E ACIONISTAS 203
DIVIDENDOS 211
INFORMAÇÕES ADICIONAIS AOS ACIONISTAS ESTRANGEIROS 215

Destinação do lucro líquido

Em cada assembleia anual, o Conselho de Administração e Diretoria são obrigados a recomendar a destinação do lucro líquido do exercício fiscal anterior. Nos termos da Lei das Sociedades por Ações, o lucro líquido é obtido após a dedução de participações estatutárias de empregados, administradores e partes beneficiárias.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, um montante igual ao nosso lucro líquido, como ainda mais reduzido por valores alocados à reserva legal, à reserva de incentivo fiscal, para a reserva de contingência ou para a reserva de lucros a realizar formada por nós em conformidade com aplicável lei (discutido abaixo) e aumentou por reversões de reservas constituídas em anos anteriores, está disponível para distribuição aos acionistas em qualquer ano. Após a distribuição de dividendos preferenciais, um percentual do lucro líquido poderá ser destinado a uma reserva de contingência para perdas antecipadas que são julgadas prováveis para os anos futuros. Qualquer valor assim alocado em um ano anterior deverá ser (i) revertido no exercício fiscal em que as razões que justificam a reserva deixarem de existir, ou (ii) baixado no caso de ocorrer a perda antecipada.

A parcela do lucro líquido decorrente de doações ou subvenções governamentais para investimentos também podem ser alocadas para a criação de uma reserva de incentivos fiscais.

Se o montante de distribuição obrigatória, determinada sem dedução do montante de lucros não realizados a partir de sua base de cálculo, exceder a soma do lucro líquido realizado em um determinado exercício, esse valor excedente poderá ser alocado para uma reserva de lucros a realizar. A Lei das Sociedades por Ações define lucro líquido como o montante do lucro líquido que exceder a soma do resultado positivo líquido dos ajustes patrimoniais e lucros ou receitas das operações cujos resultados financeiros ocorram após o fim do ano fiscal seguinte sucedendo. Contanto que sejamos capazes de fazer a distribuição mínima obrigatória descrita abaixo, devemos destinar um montante equivalente a 0,5% do subscrito, totalmente integralizado o capital no final do ano para uma reserva estatutária. A reserva é usada para financiar os custos dos programas de pesquisa e desenvolvimento tecnológico. O saldo acumulado dessa reserva não pode exceder 5% do subscrito, totalmente integralizado no capital social.

A Legislação Societária Brasileira também prevê a retenção de lucros, que não podem ser aprovados em caso de distribuição do dividendo obrigatório, e devem estar de acordo com os termos do nosso orçamento de capital previamente aprovado pela assembleia.

Uma parte do nosso lucro líquido que exceder a distribuição mínima obrigatória poderá ser alocado para as necessidades de capital de giro de fundos e projetos de investimento, desde que essa atribuição seja baseada em um orçamento previamente aprovado pelos acionistas.

A criação de reservas estatutárias e a retenção de lucros não podem ser aprovadas em prejuízo do dividendo obrigatório.

INFORMAÇÕES AOS ACIONISTAS

LISTAGEM 202
AÇÕES E ACIONISTAS 203
DIVIDENDOS 211
INFORMAÇÕES ADICIONAIS AOS ACIONISTAS ESTRANGEIROS 215

Informações adicionais aos acionistas estrangeiros

Os investidores estrangeiros podem negociar suas ações diretamente na B3 (detentores não brasileiros) ou através de ADSs na NYSE. Não há restrições quanto à propriedade de nossas ações ordinárias ou ações preferenciais no Brasil por pessoas físicas ou jurídica, entidades domiciliadas fora do Brasil e todos eles têm o direito dos direitos e preferências de nossas ações ordinárias ou preferenciais, conforme o caso.

A capacidade de pagamentos de dividendos ou direitos de preferência em moeda estrangeira e de remessas de tais valores fora do Brasil está sujeita a restrições da legislação de investimentos estrangeiros (controles de câmbio brasileiro). No entanto, se os investidores estrangeiros estão registrados na CVM, nos termos da Resolução CMN nº 4.373, podem utilizar os pagamentos de dividendos e recursos provenientes da venda de ações para comprar títulos e vender diretamente na B3, que geralmente exige, entre outras medidas, o registro do investimento correspondente no Banco Central do Brasil. Todavia, qualquer detentor não-brasileiro que se registre na CVM, de acordo com a Resolução CMN nº 4.373 poderá comprar e vender títulos diretamente na B3. Esses detentores não brasileiros devem nomear um representante local no Brasil que será necessário, entre outras funções, para registrar e manter atualizado com o Banco Central do Brasil o registro de todas as transações desses investidores na B3.

O direito de converter pagamentos de dividendos e recursos provenientes da venda de ações em moeda estrangeira e remeter esses valores para fora do Brasil também pode estar sujeito a restrições nos termos da legislação de investimentos estrangeiros. Se forem impostas quaisquer restrições à remessa de capital estrangeiro para o exterior, elas podem dificultar ou impedir a Central Depositária, como custodiante das ações ordinárias e preferenciais representadas pelas ADSs, ou detentores registrados que tenham trocado ADSs por ações ordinárias ou preferenciais, de converter dividendos, distribuições ou recursos de qualquer venda dessas ações ordinárias ou preferenciais, conforme o caso, em dólares norte-americanos e remeter para o exterior.

Os detentores não brasileiros na B3

Nos termos da Resolução CMN nº 4.373, os investidores estrangeiros podem investir em quase todos os ativos financeiros e participar de quase todas as transações disponíveis nos mercados financeiros e de capitais brasileiros, contanto que certas exigências sejam atendidas. Portanto, um investidor estrangeiro deve:

(i) nomear pelo menos um representante no Brasil, com poder para praticar atos relativos ao investimento do investidor;

(ii) registrar-se como investidor estrangeiro junto à CVM;

(iii) nomear pelo menos um custodiante autorizado no Brasil para os investimentos do investidor;

(iv) registrar todos os investimentos em carteira do investidor estrangeiro no Brasil, através do representante do investidor, com o Banco Central do Brasil; e

(v) cumprir outros requisitos previstos na Instrução CVM nº 560/15.

Após o cumprimento desses requisitos, o investidor estrangeiro será capaz de operar nos mercados financeiros e de capitais brasileiros.

Os títulos e outros ativos financeiros detidos por investidores nos termos da Resolução CMN nº 4.373 devem ser registrados ou mantidos em contas de depósito ou sob a custódia de uma entidade devidamente licenciada pelo Banco Central do Brasil ou pela CVM. Além disso, qualquer transferência de títulos realizada nos termos da Resolução CMN nº 4.373 e na Instrução CVM nº 560/15 devem ser realizadas nas bolsas de valores ou através de mercados organizados over-the-counter licenciados pela CVM, exceto para transferências resultantes de transações privadas.

Detentores de ADS

A resolução CMN nº 4.373 permite às empresas brasileiras recibos de depósito de emissão nos mercados cambiais. Atualmente, temos um programa de ADR para nossas ações ordinárias e preferenciais devidamente registrado junto à

CVM e ao Banco Central do Brasil. As receitas provenientes da venda de ADSs por detentores fora do Brasil estão livres de controles cambiais brasileiros.

JP Morgan é o banco depositário das nossas ADSs ordinárias e preferenciais desde 2 de janeiro de 2020. O banco depositário registra e entrega a ADS, cada um dos quais representa atualmente (i) duas ações (ou direito a receber duas ações) depositadas em um agente Depositário atuando como custodiante; e (ii) quaisquer outros valores mobiliários, dinheiro ou outros bens que possam ser mantidos pelo Depositário. O escritório do Depositário no qual as ADSs serão administradas está localizado na 383 Madison Avenue, 11º andar, Nova York, Nova York 10179, Estados Unidos.

O banco depositário tem junto ao Banco Central do Brasil um certificado eletrônico de registro com relação ao nosso programa de ADR existente. De acordo com o registro, o custodiante e o depositário serão capazes de converter dividendos e outras distribuições com relação às ações pertinentes representadas por ADSs em moeda estrangeira e remeter o produto para fora do Brasil.

No caso em que houver um intercâmbio ADS, titular ADSs pelas comum subjacente ou ações preferenciais, o titular será obrigado a obter registro como investidor estrangeiro no Brasil nos termos da Resolução CMN nº 4.373, nomeando um representante local e obter um certificado de registro do Banco Central do Brasil. A falha em tomar essas medidas pode sujeitar o suporte para a incapacidade de converter o produto da alienação ou distribuições com relação às ações relevantes, em moeda estrangeira e remeter para fora do Brasil. Além disso, o titular pode ser submetido a um tratamento fiscal menos favorável do que um detentor de ADSs. Se o investidor estrangeiro reside em um paraíso fiscal, o investidor também estará sujeito a tratamento fiscal menos favorável.

Pagamentos pelos detentores de ADS

Os detentores de ADS são obrigados a pagar várias taxas ao Depositário, incluindo: (i) uma taxa anual de US$ 0,05 (ou menos) por ADS para administrar o programa de ADR, e (ii) valores referentes a despesas incorridas pelo banco depositário ou seus agentes em nome de detentores de ADS, incluindo as despesas decorrentes do cumprimento da legislação aplicável, impostos ou outros encargos governamentais, transmissão por fax, ou conversão de moeda estrangeira em dólares norte-americanos. Em ambos os casos, o banco depositário poderá decidir, a seu exclusivo critério, buscar o pagamento por cobrança direta aos investidores ou deduzir o montante aplicável das distribuições em dinheiro. Os detentores de ADS podem também ser obrigados a pagar taxas adicionais para determinados serviços prestados pelo Depositário, conforme previsto na tabela abaixo.

Serviços do Banco Depositário	Taxas a pagar pelos detentores de ADS
Emissão e entrega de ADSs, incluindo emissões resultantes de uma distribuição de ações ou direitos ou outra propriedade	US$5,00 (ou menos) por 100 ADS (ou parte desta)
Distribuição de dividendos	US$0,03 (ou menos) por ADS por ano
Cancelamento de ADSs para fins de retirada	US$5,00 (ou menos) por 100 ADS (ou parte desta)

INFORMAÇÕES AOS ACIONISTAS

LISTAGEM 202
AÇÕES E ACIONISTAS 203
DIVIDENDOS 211
INFORMAÇÕES ADICIONAIS AOS ACIONISTAS ESTRANGEIROS 215

Taxas a pagar pelo banco Depositário à Petrobras

O banco depositário nos reembolsa por certas despesas que incorremos com a administração e manutenção do programa de ADR. Essas despesas reembolsáveis compreendem, entre outras, as despesas de relações com investidores, taxas de bolsas de valores e taxas legais.

Compras de valores mobiliários pelo emissor e compradores afiliados

Durante o ano fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2019, nenhum "comprador afiliado", conforme definido na Regra 10b-18 (a) (3) do *Exchange Act*, nem nós adquirimos nenhum de nossos valores mobiliários.

ASPECTOS LEGAIS E FISCAIS

REGULAÇÃO	219	PROCEDIMENTOS LEGAIS	228
CONTRATOS RELEVANTES	224	TRIBUTOS	234

ASPECTOS LEGAIS E FISCAIS

ASPECTOS LEGAIS E FISCAIS

REGULAÇÃO 219
CONTRATOS RELEVANTES 224
PROCEDIMENTOS LEGAIS 228
TRIBUTOS 234

Regulação

Regulação por Segmentos

Exploração & Produção

Segundo a legislação brasileira, o Governo Federal Brasileiro detém todas as acumulações de petróleo bruto e gás natural do subsolo no Brasil, e qualquer empresa estatal ou privada pode realizar a exploração e produção de tais acumulações de petróleo e gás natural no país. Existem três tipos diferentes de contratos de E&P: (i) Concessão; (ii) Partilha de Produção; e (iii) Cessão Onerosa.

Regime de concessão

Até 1997, nós éramos o agente exclusivo do Governo Federal Brasileiro para realizar a exploração e produção de petróleo e gás no Brasil.

Em 1997, o Governo Federal estabeleceu as regras para concessão de direitos exploratórios e criou uma agência reguladora independente para regular as atividades de exploração e produção de petróleo, gás natural e combustível renovável no Brasil, denominada ANP. A criação dessas regras e da ANP promoveram um ambiente competitivo no setor de petróleo e gás.

Nesse contexto regulatório, nos foi concedido o direito de explorar reservas de petróleo bruto em cada um dos nossos campos de produção já existentes ao abrigo de contratos de concessão por um período inicial de 27 anos, a partir da data em que foram declarados comercialmente rentáveis. Estes contratos de concessão são conhecidos como "Contratos da Rodada Zero". Este período inicial de 27 anos de produção pode ser prorrogado a pedido da concessionária, sujeito à aprovação da ANP.

A partir de 1999, todas as áreas que ainda não tinham sido submetidas a concessões tornaram-se disponíveis para licitação pública realizada pela ANP. Nós participamos destas licitações tanto de forma independente como através de parcerias com empresas privadas (como operador ou como não-operador, numa análise caso a caso).

De acordo com a Lei nº 9.478/1997, e de acordo com nossos contratos de concessão para atividades de exploração e produção, temos o direito de explorar o petróleo e gás a partir das áreas de concessão e somos obrigados a distribuir ao Governo Federal Brasileiro uma parte dos recursos correspondentes.

Para obter informações relacionadas à tributação sob concessão Regime de Petróleo e Gás, veja o item "Aspectos legais e fiscais – Tributos –" neste relatório anual.

Regime do contrato de partilha de produção para áreas potencialmente estratégicas e não licenciadas 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.

Em 2010, foram promulgadas leis para regulamentar contratos sob regime de compartilhamento de produção na área do pré-sal, conforme definido na Lei nº 12.351/2010 e em áreas potencialmente estratégicas. A legislação promulgada não impactou os contratos de concessão.

Não somos mais obrigados a ser o operador exclusivo das áreas do pré-sal, mas antes de qualquer rodada de licitações, o Governo Federal Brasileiro deve nos oferecer o direito de expressar nosso interesse em exercer o direito de preferência para operar os blocos que estejam sob o regime de partilha de produção, com no mínimo 30% de participação. Caso não haja proposta para as áreas para as quais expressamos nosso interesse, a área não será concedida e, portanto, não teremos obrigações perante tais áreas. O direito de preferência só se torna efetivo: (i) nos casos de propostas vencedoras acima do lucro mínimo, se decidirmos fazer parte desse consórcio e já tivermos manifestado interesse em exercer o direito de preferência anteriormente e (ii) nos casos em que a proposta vencedora corresponder ao óleo lucro mínimo, somos obrigados a ser o operador, com um mínimo de 30% de participação, conforme legislação aplicável. Independentemente de exercermos nosso direito de preferência, também poderemos participar, a nosso critério, do processo de licitação para aumentar nossa participação em qualquer uma das áreas do pré-sal.

Contrato de Cessão Onerosa (Cessão Onerosa)

Em conformidade com a Lei nº 12.276/2010, celebramos um contrato com o Governo Federal Brasileiro em 3 de setembro de 2010 (Contrato de Cessão Onerosa) segundo o qual ele nos concedeu o direito de realizar atividades para

ASPECTOS LEGAIS E FISCAIS

REGULAÇÃO 219
CONTRATOS RELEVANTES 224
PROCEDIMENTOS LEGAIS 228
TRIBUTOS 234

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 inicial do contrato para os nossos direitos sob o Contrato de Cessão Onerosa foi de R$ 74.808 milhões, o que equivale a US$ 18.560 em 31 de dezembro de 2019. Ver "Contratos Relevantes" neste relatório anual.

A Lei nº 12.276/2010 e o Contrato de Cessão Onerosa prevêem um procedimento de revisão. O principal objetivo do processo de revisão é verificar se o preço pago ao Governo Federal Brasileiro por nós em 2010, foi apropriado em relação ao preço por nos conceder o direito de explorar e produzir cinco bilhões de barris de óleo equivalente em certas áreas do pré-sal.

De acordo com o Contrato de Cessão Onerosa, a revisão deve ser baseada em relatórios técnicos elaborados por entidades certificadoras independentes, a serem contratadas pela ANP e por nós, que devem considerar as melhores práticas da indústria do petróleo, incluindo os seguintes itens: (a) as informações contidas no relatório final do programa de exploração obrigatória (tal como o termo é definido no Contrato de Cessão Onerosa); (b) os preços do petróleo e do gás natural no mercado; e (c) especificação do produto a ser produzido. Além disso, como previsto no Contrato de Cessão Onerosa, a revisão deve seguir os pressupostos estabelecidos no referido acordo.

Um comitê interno para negociar a revisão do Contrato de Cessão Onerosa com representantes do Governo Federal Brasileiro (ou seja, representantes do MME, o Ministério das Finanças e da ANP) foi criado. As negociações resultaram em uma revisão do Contrato de Cessão Onerosa, que foi submetida ao TCU para análise, por recomendação do MME.

Em 2019, a alteração do Contrato de Cessão Onerosa foi aprovada por nós, pelo TCU e pelo Conselho Nacional de Política Energética.

A alteração consolidou um dos vários cenários discutidos entre o Governo Federal Brasileiro e as nossas comissões, e resultou em um crédito de US$ 9.058 bilhões em nosso favor, que foi integralmente pago em dezembro de 2019. Adicionalmente, a alteração estabeleceu novos percentuais de conteúdo local: 25 % para a construção de poço; 40% para recolhimento da produção e sistema de eliminação; e 25% por unidade de produção estacionária. Para obter informações relacionadas com o novo modelo de tributação para a indústria de petróleo e gás ("REPETRO") ver "Legal e Tributário-Fiscal" neste relatório anual.

Refino, Transporte e Comercialização

No que diz respeito ao refino de petróleo, a ANP requer autorização específica para a construção e operação de cada uma das unidades de processamento, as unidades de tratamento de produto e unidades auxiliares de uma refinaria de petróleo. A comercialização de derivados deve observar as especificações estabelecidas pela ANP para cada produto (por exemplo, gasolina, diesel, combustível de aviação, gás liquefeito de petróleo).

A ANP exige informações sobre importação, exportação, produção, tratamento, manipulação, transporte e transferência, armazenamento e distribuição de petróleo, derivados, produtos de gás natural e atividades de produção de xisto em uma base mensal.

Desde 2013, a ANP exige que os produtores de derivados de petróleo (refinarias e outros agentes) e distribuidoras de combustível garantam estoques mínimos de gasolina e diesel. Em 2015, a ANP estabeleceu a mesma obrigação para os produtores de GLP e combustível de aviação.

A ANP também exige que as refinarias e importadores de derivados divulguem as suas listas de preços eletronicamente (preços padrão), bem como os preços praticados nos 12 meses anteriores, com uma descrição das modalidades de venda para: (i) gasolina regular e premium; (ii) o óleo diesel e diesel marítimo; (iii) combustível de aviação; (iv) o GPL; (v) óleo combustível; e (vi) o asfalto.

O não cumprimento das regras da ANP pode levar a uma série de multas e penalidades, incluindo a revogação da autorização.

Em dezembro de 2016, o Governo Federal Brasileiro lançou o programa "RenovaBio" para estimular a produção de biocombustíveis no mercado local, ou seja, etanol, biodiesel, biogás e combustíveis de aviação. Em junho de 2019, o CNPE fixou a redução anual obrigatória de metas de emissão de carbono e a ANP estabeleceu (i) a individualização das metas anuais de redução de emissões de gás de efeito estufa obrigatórias para a comercialização de combustíveis (Resolução nº 791/2019) e (ii) os procedimentos para a

ASPECTOS LEGAIS E FISCAIS

REGULAÇÃO 219
CONTRATOS RELEVANTES 224
PROCEDIMENTOS LEGAIS 228
TRIBUTOS 234

emissão de créditos primário de redução de emissões de carbono (Resolução nº 802/2019).

Em junho de 2017, o CNPE estabeleceu orientações estratégicas para o desenvolvimento do mercado local de combustíveis, outros derivados de petróleo e biocombustíveis. Como parte das orientações, o MME lançou o programa "Abastece Brasil" em 24 de abril de 2019, que tem como objetivo desenvolver o mercado local de combustíveis do Brasil, promover a concorrência no setor, a diversificação de *players*, novos investimentos em refino e logística e combate à evasão de tributos e adulteração de combustíveis.

Nossa área de refino é também sujeita ao controle preventivo e rigoroso do CADE.

Em junho de 2019, firmamos um compromisso com o CADE (termo de cessação de conduta), que consolida o entendimento entre as partes na execução da alienação de ativos de refino no Brasil. O objetivo do acordo é proporcionar condições competitivas, encorajando novos agentes econômicos para entrar no mercado, bem como a suspensão do inquérito administrativo aberto pelo tribunal do CADE para investigar supostos abusos da nossa posição dominante no segmento de refino. O acordo considera a alienação de cerca de 50% de nossa capacidade de refino.

Para mais informações sobre o nosso acordo com o CADE, consulte "Gerenciamento de Portfólio" e "Riscos – Fatores de risco – Riscos emergentes" neste relatório anual.

Gás e Energia

Lei do Gás Natural de 2009

Em março de 2009, o Congresso Nacional promulgou a Lei nº 11.909, ou "Lei do Gás", que regulamenta as atividades na indústria do gás, incluindo o transporte, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização. A Lei do Gás criou um regime de concessão para a construção e operação de novos gasodutos de transporte de gás natural, mantendo um regime de autorização para os gasodutos que envolvam acordos internacionais. De acordo com a Lei do Gás, após um certo período de exclusividade, os operadores serão obrigados a conceder acesso aos gasodutos de transporte e terminais marítimos, com exceção de terminais de GNL, a terceiros, a fim de maximizar a utilização da capacidade.

A Lei do Gás autorizou a ANP a regular as tarifas para o uso de dutos de transporte de gás sujeitos ao novo regime de concessão e aprovar as tarifas apresentados pelos transportadores, de acordo com critérios previamente estabelecidos, para o uso de novos gasodutos de transporte de gás sujeitos ao regime de autorização.

Autorizações anteriormente emitidas pela ANP para o transporte de gás natural permanecerão válidas por 30 anos, a partir da data de publicação da Lei do Gás, e para os carregadores iniciais foi concedida exclusividade nestes dutos por 10 anos. Todos os dutos operados atualmente no Brasil estão sujeitos a um regime de autorização. A ANP emitirá os regulamentos que regem o acesso de terceiros e a compensação para os transportadores, se não houver acordo entre as partes.

A Lei do Gás também autorizou certos consumidores, que podem comprar gás natural no mercado livre ou obter seus próprios suprimentos de gás natural, a construir instalações e dutos para uso próprio no caso de companhias distribuidoras estaduais de gás canalizado que têm o monopólio sobre distribuição local de gás não poderem atender a suas necessidades de movimentação de gás. Esses consumidores são obrigados a atribuir a operação e manutenção das instalações e gasodutos a distribuidoras locais de gás, mas eles não são obrigados a assinar contratos de fornecimento de gás com as distribuidoras de gás locais.

Em dezembro de 2010, foi promulgado o Decreto nº 7.382, a fim de regular os capítulos I a VI e VIII da Lei do Gás, no que se refere às atividades na indústria do gás, incluindo transporte e comercialização. Desde a publicação desse decreto, uma série de regulamentos administrativos foram promulgados pela ANP e o MME, a fim de regular várias questões relacionadas com a Lei do Gás e o Decreto nº 7.382 que precisavam ser detalhadas. Entre eles, a Resolução ANP nº 51/2013, que impede que um carregador que possua relação societária de controle ou coligação com em empresas que detêm concessões de transporte de gás. Tal resolução aplica-se apenas às concessões concedidas após a sua publicação, não afetando, portanto, o transporte da nossa produção de gás natural através dos gasodutos operados pela TBG e sujeito ao regime anterior de autorização.

Outra resolução importante é a Resolução ANP nº 52/2011, que (i) estabelece que a ANP é responsável por autorizar a atividade de comercialização de gás natural, dentro da esfera de competência da União; (ii) regula o registro do agente

ASPECTOS LEGAIS E FISCAIS

REGULAÇÃO 219
CONTRATOS RELEVANTES 224
PROCEDIMENTOS LEGAIS 228
TRIBUTOS 234

vendedor de gás; e (iii) regulamenta o registro dos contratos de compra e venda de gás. Essa resolução foi modificada em julho de 2019 pela Resolução nº 794/2019, que estabelece a publicação, pela ANP, de todas os contratos de compra e venda de gás natural firmados com distribuidoras de gás locais para atendimento a mercados cativos.

Em junho de 2016, o MME criou o programa "Gás para Crescer", que visa promover um ambiente de mercado competitivo para alcançar o desenvolvimento eficaz de comercialização de gás no Brasil, permitindo a entrada de novos agentes no mercado do gás.

Em dezembro de 2018, o Decreto nº 9.616 alterou o Decreto nº 7.382/2010 para permitir a mudança no regime de contratação de capacidade de transporte, substituindo o sistema de contratação ponto-a-ponto pelo sistema de entrada-saída. Mais recentemente, em junho de 2019, o CNPE estabeleceu diretrizes para promover a concorrência no mercado de gás natural, e em julho de 2019 foi criado o programa "Novo Mercado de Gás" e o Decreto nº 9.934 foi assinado. Esse decreto instituiu um Comitê para monitorar a implementação das ações necessárias para a entrada de novos agentes no mercado de gás natural.

Além disso, em julho de 2019, assinamos um acordo com o CADE (Termo de Compromisso de Cessação), que consolida entendimentos entre as partes sobre a promoção da concorrência na indústria de gás natural no Brasil. Esse acordo inclui a venda de participações em empresas de transporte e distribuição de gás e, entre outros assuntos, estabelece medidas para liberar capacidade em dutos de transporte de gás e inclui o compromisso da Petrobras para negociar, de boa-fé, o acesso de terceiros às nossas plantas de processamento. O objetivo do acordo é o de preservar e proteger as condições de concorrência, com o objetivo de abrir o mercado brasileiro de gás natural, incentivando novos agentes para entrar neste mercado, bem como suspender os procedimentos administrativos instaurados pelo CADE para investigar o nosso negócio de gás natural.

Há também um projeto de lei pendente que pretende modificar a Lei do Gás (Projeto de Lei nº 6.407/2013), que inclui propostas que foram discutidas no contexto dos Programas Gás para Crescer e Novo Mercado de Gás. Se o projeto for aprovado, ele irá resultar em alterações importantes no mercado de gás natural, incluindo o regime de exploração das atividades de transporte de gás natural.

Para mais informações sobre o nosso acordo com o CADE, consulte "Gerenciamento de Portfólio" e "Riscos-Fatores de risco- Riscos emergentes" neste relatório anual.

Regulamentação de Preços

Até 1997, o Governo Federal Brasileiro tinha o poder de regular todos os aspectos do preço do petróleo bruto, derivados de petróleo, etanol, gás natural, energia elétrica e outras fontes de energia. Em 2002, o Governo Federal Brasileiro eliminou os controles de preços de petróleo e derivados de petróleo, embora tenha mantido a regulamentação sobre certos contratos de venda de gás natural existentes e contratos de energia elétrica (especificamente os contratos de energia elétrica no mercado regulado – CCEAR).

Para obter informações sobre a nossa política de preços, consulte "Nossos Negócios-Refino, Transporte e Comercialização" neste relatório anual.

Regulação Ambiental

Todas as fases do negócio de petróleo e gás natural apresentam riscos e perigos ambientais. Nossas instalações no Brasil estão sujeitas a uma ampla gama de leis federais, estaduais e locais, regulamentações e requisitos de licenciamento relativos à proteção da saúde humana e do meio ambiente, editados pelo Conama.

Nossas atividades *offshore* estão sujeitas à fiscalização do Ibama, que emite licenças de operação e perfuração. Somos obrigados a apresentar relatórios, incluindo segurança e monitoramento da poluição para o IBAMA, a fim de manter nossas licenças. Dessa forma, mantemos um canal de comunicação permanente com os órgãos ambientais, a fim de melhorar as questões relacionadas com a gestão ambiental dos nossos processos de exploração, produção e refino de petróleo e gás natural. Em 2018, nós projetamos ações e medidas, em conjunto com o Ibama, para ajustar o descarte de água produzida em algumas das nossas plataformas *offshore*, a fim de cumprir os requisitos recentemente emitidos pelo IBAMA. Todas essas ações estão sendo atendidas por nós dentro dos cronogramas definidos com o Ibama.

ASPECTOS LEGAIS E FISCAIS

REGULAÇÃO 219
CONTRATOS RELEVANTES 224
PROCEDIMENTOS LEGAIS 228
TRIBUTOS 234

Além disso, a fim de assegurar a segurança da navegação, a autoridade marítima brasileira também trabalha para a prevenção da poluição ambiental, com vistorias aleatórias ou periódicas de unidades *offshore*.

A maioria das condições ambientais, de saúde e segurança em terra é controlada tanto em nível federal quanto estadual, dependendo da localização das nossas instalações e do tipo de atividade em desenvolvimento. No entanto, também é possível que essas condições sejam controladas localmente sempre que as atividades gerem um impacto local ou sejam executadas em uma unidade de conservação do município. De acordo com a legislação brasileira, existe responsabilidade civil objetiva e solidária por danos ambientais, mecanismos de aplicação das normas ambientais e requisitos para o licenciamento de atividades poluidoras.

Pessoas físicas ou jurídicas cuja conduta ou atividade cause danos ao meio ambiente estão sujeitas a sanções penais, civis e administrativas. Agências governamentais de proteção ambiental também podem impor sanções administrativas por não conformidade com as leis e regulamentos ambientais, incluindo:

- multas;
- suspensão parcial ou total das atividades;
- exigência de recuperação de danos ambientais por meio de recolhimento valores a fundos para aplicação em projetos ambientais;
- perda ou restrição de incentivos ou benefícios fiscais;
- encerramento de estabelecimentos ou operações; e
- perda ou suspensão de participação em linhas de crédito com estabelecimentos oficiais de crédito.

Para mais informações, consulte Notas 12 e 31 em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Regulamentação do governo

Como uma empresa estatal federal, estamos sujeitos a certas regras que limitam os investimentos, e nós somos obrigados a apresentar nosso orçamento anual de despesas (Orçamento Anual de Investimentos, ou OAI) para o ME e MME. Após a revisão por estas autoridades governamentais, o Congresso Nacional deve aprovar nosso orçamento. Assim, pode haver uma redução ou mudança de nossos investimentos planejados. Como resultado, podemos não ser capazes de implementar todos os nossos investimentos planejados, incluindo os relacionados com a expansão e desenvolvimento dos nossos campos de petróleo e gás natural, o que pode afetar negativamente nossos resultados operacionais e condição financeira.

Todos as dívidas de médio e longo prazo incorridos por nós ou por nossas subsidiárias precisam ser aprovadas pela nossa Diretoria Executiva, dentro dos parâmetros estabelecidos pelo nosso Conselho de Administração, exceto para a emissão de debêntures, o que requer a aprovação do Conselho de Administração.

Além disso, a Lei nº 13.303/16 obriga-nos a definir no nosso Estatuto Social o interesse público que buscamos e as ações orientadas para o interesse público que estamos autorizados a realizar com esse fim. A fim de cumprir com a Lei nº 13.303/16, alteramos nosso Estatuto Social, para incluir a definição de interesse público e para divulgar que o Governo Federal Brasileiro pode orientar nossas atividades para o interesse público em determinadas circunstâncias, o que nos distingue de qualquer outra empresa privada que opera no mercado de petróleo e gás.

Mais especificamente, o Governo Federal Brasileiro pode guiar-nos para assumir obrigações ou responsabilidades orientadas ao interesse público, incluindo a execução de projetos de investimento e realização de certos custos operacionais, quando estiverem reunidas duas condições: (i) a assunção de obrigações ou responsabilidades devem ser definidas por lei ou regulação e prevista num contrato ou acordo celebrado com qualquer entidade pública com poderes para negociar tal acordo ou contrato; e (ii) os projetos de investimento devem ter seu custo e as receitas discriminadas e divulgadas de forma transparente.

Nosso Comitê de Investimentos e nosso Comitê de Minoritários, exercendo a função consultiva ao nosso Conselho de Administração, são responsáveis por avaliar se as obrigações e responsabilidades assumidas por nós, em conexão com o interesse público, são diferentes das de qualquer outra empresa privada que atua no mercado de petróleo e gás. A avaliação de nossos comitês é baseada em certos aspectos técnicos e econômicos dos projetos de investimento planejados e na análise de certos custos operacionais anteriormente adotados por nossa administração.

ASPECTOS LEGAIS E FISCAIS

REGULAÇÃO 219
CONTRATOS RELEVANTES 224
PROCEDIMENTOS LEGAIS 228
TRIBUTOS 234

Contratos Relevantes

Contratos de Partilha de Produção

Primeiro Contrato de Partilha de Produção - 1ª Rodada de Licitação de Partilha de Produção

Em 2013, um consórcio formado por nós (com participação de 40%), Shell (com 20% de participação), Total (com 20% de participação), CNODC (com participação de 10%) e a CNOOC (com 10% de participação) (o "Consórcio Libra") celebrou um acordo de partilha de produção com o Governo Federal Brasileiro, que detém 41,65% do lucro líquido do Consórcio Balança, ANP, como reguladora e supervisora e a PPSA, como gerente deste contrato, de acordo com a Lei nº 12.304/2010 (o "Primeiro Contrato de Partilha de Produção"). Sob o Primeiro Contrato de Partilha de Produção, o Consórcio Libra recebeu os direitos e obrigações de operar e explorar uma área estratégica do pré-sal conhecida como bloco de Libra, localizada nas águas ultraprofundas da Bacia de Santos. Para mais informações sobre o Acordo de Partilha de Produção, vide Anexo 2.48.

Segundo e Terceiro Contratos de Partilha de Produção - 2ª e 3ª Rodadas de Licitação de Partilha de Produção

Em 2017, adquirimos, em parceria com outras companhias petrolíferas internacionais, três blocos *offshore* nas 2ª e 3ª rodadas de licitações sob o regime de partilha de produção realizadas pela ANP. Somos a operadora desses blocos ("Segundo e Terceiro Contratos de Partilha de Produção"). Em janeiro de 2018, juntamente com nossos parceiros, a ANP, PPSA e o Governo Federal Brasileiro, assinamos o Segundo e Terceiro Contratos de Partilha de Produção para exploração e produção de petróleo e gás natural.

Sob o sistema de partilha de produção, o consórcio submete para o governo um percentual do chamado "excedente do lucro do petróleo para o Governo Federal Brasileiro", que é aplicado à receita e descontado dos custos de produção e royalties. A oferta de óleo lucro ao Governo Federal Brasileiro foi o único critério que a ANP adotou para determinar o lance vencedor; o valor fixo da bonificação de assinatura, o programa exploratório mínimo e os compromissos de conteúdo local já haviam sido estabelecidos pelas regras da licitação.

A tabela a seguir resume os blocos que adquirimos, em parceria, nas 2ª e 3ª rodadas de licitação como parte do sistema de partilha de produção:

Área	Composição do consórcio	Bônus Petrobras (R$ milhões)	Excedente em petróleo de lucro (%)
Entorno de Sapinhoá	Petrobras (45%) Shell (30%) Repsol Sinopec (25%)	90	80,00
Peroba	Petrobras (40%) BP (40%) CNODC (20%)	800	76,96
Alto de Cabo Frio Central	Petrobras (50%) BP (50%)	250	75,86

Quarto e Quinto Contratos de Partilha de Produção - 4ª e 5ª Rodadas de Licitação de Partilha de Produção

Em 7 de junho de 2018, adquirimos, em conjunto com outras empresas internacionais, três blocos *offshore*: (i) Dois Irmãos, (ii) Três Marias e (iii) Uirapuru ("Quarto Contrato de Partilha de Produção"). Nós seremos o operador destes três blocos sob o regime de partilha de produção. De acordo com tal regime, o consórcio submete ao Governo Federal Brasileiro um percentual do chamado "excedente no lucro do petróleo para o Governo Federal Brasileiro", que é aplicado à receita descontada dos custos de produção e royalties. A oferta de óleo lucro ao Governo Federal Brasileiro foi o único critério que

ASPECTOS LEGAIS E FISCAIS

REGULAÇÃO 219
CONTRATOS RELEVANTES 224
PROCEDIMENTOS LEGAIS 228
TRIBUTOS 234

a ANP adotou para determinar o lance vencedor; o valor fixo da bonificação de assinatura, o programa exploratório mínimo e os compromissos de conteúdo local já haviam sido estabelecidos pelas regras da licitação.

Em 28 de setembro de 2018, adquirimos o bloco Sudoeste de Tartaruga Verde sob o regime de partilha de produção e, como resultado, somos operadorares.

Sexto Contrato de Partilha de Produção e Contrato do Excedente da Cessão Onerosa

Em 6 de novembro de 2019 adquirimos, em conjunto com outras empresas internacionais, o bloco de Búzios, e com 100% de participação, o bloco Itapu.

Em 7 de Novembro de 2019, adquirimos, em conjunto com outra empresa internacional, o bloco de Aram, o qual seremos operadores.

Nós seremos a operadora dos blocos sob o regime de partilha de produção. De acordo com os contratos de partilha de produção, o operador designado, em nome das partes, oferta um percentual do excedente do óleo lucro para o Governo Federal Brasileiro. O único critério adotado pela ANP para definir o vencedor do leilão também foi o montante do óleo lucro para o Governo Federal Brasileiro, já que o valor fixo da bonificação de assinatura, o programa exploratório mínimo e os compromissos de conteúdo local já haviam sido estabelecidos pelas regras da licitação.

Termos Básicos

Comitê Operacional: Os consórcios são administrados por um Comitê Operacional em que a Petrobras, seus parceiros e a PPSA participam, no qual 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 a expensas e riscos dos membros do consórcio. Para as 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 óleo e gás no bloco correspondente às suas despesas com royalties e (ii) o "custo do petróleo" correspondente aos custos incorridos (que é o valor associado a gastos de capital incorridos e custos operacionais das atividades de exploração e produção dos consórcios), sujeito às condições, proporções e prazos estabelecidos nos Acordos 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 exploratório 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.

Programa Exploratório Mínimo

Durante a fase de exploração, somos obrigados a fazer um programa exploratório mínimo, conforme especificado nos Contratos de Partilha de Produção. Poderemos realizar outras atividades fora do âmbito do programa exploratório mínimo, desde que elas sejam aprovadas pela ANP.

ASPECTOS LEGAIS E FISCAIS

REGULAÇÃO 219
CONTRATOS RELEVANTES 224
PROCEDIMENTOS LEGAIS 228
TRIBUTOS 234

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 empresa 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 seja licenciada (ou seja, não seja concedida 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 para o terceiro ou para 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 em executar o acordo de unitização resultará na rescisão dos Contratos de Partilha de Produção e no retorno ao Governo Federal Brasileiro da área sujeita ao processo de unitização.

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 Local

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 local 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 local mínimo para a fase de exploração e para o período de desenvolvimento. Se não cumprirmos as obrigações de conteúdo local, 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.

Esse direito foi usado uma vez, e a ANP concedeu renúncia aos itens do casco e alguns itens das plantas de processamento. Pela Resolução nº 726/2018, a ANP deu ao consórcio de Libra a possibilidade de mudar as exigências de conteúdo local para níveis mais baixos, mas a possibilidade de renúncia foi excluída.

Na 2ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção, os campos licitados tinham os mesmos requisitos de conteúdo local dos contratos em campos adjacentes, de acordo com a Resolução CNPE nº 7/2017. Tal resolução estabeleceu novos níveis de conteúdo local para os Contratos de Partilha de Produção, e as Rodadas de Licitação 3, 4, 5 e 6 usaram esses níveis.

Royalties e Despesas com Pesquisa e Desenvolvimento

Uma vez iniciada a produção em cada campo, os membros do consórcio (exceto PPSA) vão ser obrigados a pagar royalties mensais de 15% sobre a produção de petróleo e gás natural, que será recuperada a partir de uma parcela da produção de petróleo e gás no bloco. Todos os membros do consórcio (exceto PPSA) também serão obrigados a investir 1,0% de sua receita bruta anual da produção de petróleo e gás natural no âmbito dos Contratos de Partilha de Produção em atividades de pesquisa e desenvolvimento relacionadas aos setores de petróleo, gás e biocombustíveis.

ASPECTOS LEGAIS E FISCAIS

REGULAÇÃO 219
CONTRATOS RELEVANTES 224
PROCEDIMENTOS LEGAIS 228
TRIBUTOS 234

Disposições Diversas

· Podemos transferir nossos direitos e obrigações sob o Contrato de Partilha de Produção.

· Todos os membros dos Consórcios (exceto PPSA) têm o direito de preferência em relação a uma eventual cessão de direitos e obrigações a serem feitas por qualquer outro membro do Consórcio (que não seja a PPSA).

· Os Contratos de Partilha de Produção serão rescindidos nas seguintes circunstâncias: (i) o vencimento de seus termos; (ii) se o programa exploratório mínimo não tiver sido concluído até o final da fase de exploração; (iii) se não houver nenhuma descoberta comercial até o final da fase de exploração; (iv) se os membros do Consórcio (exceto PPSA) exercerem seus direitos de retirada durante a fase de exploração; (v) se o Consórcio se recusar a firmar um contrato de individualização da produção após a ANP fazer tal determinação (cuja rescisão pode ser 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 qualquer regulamentação emitida pela ANP poderá resultar em sanções e multas impostas pela ANP à parte relevante, de acordo com a legislação aplicável e os termos dos Contratos de Partilha de Produção.

· Se qualquer violação dos Contratos de Partilha de Produção for considerada pelo Governo Federal Brasileiro como não sendo significativa, intencional ou resultado de negligência, imprudência ou imperícia, ou se for provado que o consórcio trabalhou diligentemente para sanar tal violação, o governo pode, em vez de rescindir os Contratos de Partilha de Produção, propor que a ANP aplique sanções designadas às partes.

· A Petrobras e outros membros do consórcio envidarão os melhores esforços para resolver quaisquer controvérsias de maneira amigável. Se não pudermos fazê-lo, qualquer membro do consórcio poderá submeter tal disputa ou controvérsia a uma arbitragem *ad hoc* seguindo as regras estabelecidas pela Comissão das Nações Unidas sobre Direito Comercial Internacional (UNCITRAL), ou pelo consentimento das partes interessadas, para o ICC, ou qualquer outra câmara de arbitragem conceituada. Se uma disputa envolver apenas entidades da administração pública, ela poderá ser submetida ao serviço de conciliação da Câmara de Conciliação e Arbitragem da Administração Federal, ou CCAF, sob a responsabilidade da Advocacia Geral da União. 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 lei brasileira.

Termo Aditivo ao Contrato de Cessão Onerosa

O Contrato de Cessão Onerosa foi executado em 2010. Seu aditivo foi aprovado em 2019 por nós, pelo TCU e pelo CNPE.

As partes envolvidas discutiram vários cenários sobre a revisão do acordo original, dado que ambas poderiam ser simultaneamente credora e/ou devedora. O termo aditivo consolida um cenário que resultou em um crédito de US$ 9.058 bilhões a nosso favor, que foi pago integralmente em dezembro de 2019.

Além de tal crédito, as principais mudanças como resultado do Aditivo ao Contrato de Cessão Onerosa foram (i) as cláusulas de conteúdo local que reduziram as exigências de conteúdo local para a fase de produção (estágios de desenvolvimento e produção) e (ii) a regras de resolução de conflitos que se tornaram semelhantes às regras dos acordos de Partilha de Produção das últimas rodadas de licitação da ANP.

Para mais informações sobre nossos outros contratos relevantes, vide “Nossos Negócios” e “Análise Operacional e Financeira” deste relatório anual.

ASPECTOS LEGAIS E FISCAIS

REGULAÇÃO 219
CONTRATOS RELEVANTES 224
PROCEDIMENTOS LEGAIS 228
TRIBUTOS 234

Procedimentos legais

Somos parte em diversos processos judiciais de naturezas cível, administrativa, tributária, trabalhista, criminal, ambiental e questões empresariais que surgem no curso normal de nossos negócios. Esses processos envolvem pedidos de quantidades substanciais de dinheiro e outras remediações. Várias disputas individuais respondem por uma parte significativa do valor total das reivindicações contra nós. Nossas demonstrações contábeis consolidadas auditadas incluem somente provisões para prejuízos e despesas prováveis e razoavelmente estimáveis que poderemos contrair em relação a processos pendentes.

Alguns de nossos principais processos judiciais estão listados abaixo.

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. A partir de 2014, o Ministério Público Federal do Brasil concentrou parte de sua investigação em irregularidades envolvendo nossos contratados e fornecedores e descobriu um amplo esquema de pagamento que envolveu uma ampla gama de participantes, incluindo ex-empregados da Petrobras. 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.

Nós não somos um alvo da investigação Lava Jato e fomos formalmente reconhecidos, pelas autoridades brasileiras, como vítima de um sistema de pagamentos indevidos. Vamos continuar a perseguir medidas legais contra as pessoas jurídicas e físicas, inclusive ex-empregados e políticos, que nos causaram danos financeiros e à nossa imagem. Temos trabalhado em conjunto com o Ministério Público Federal, a Polícia Federal brasileira, a Receita Federal e outras autoridades competentes desde o início da investigação. O montante total da restituição pago para nós desde o início da Operação Lava Jato até 31 de dezembro de 2019 foi de US$ 1.132 milhões (US$ 220 milhões em 2019, US$ 457 milhões em 2018, US$ 252 milhões em 2017, US$ 131 milhões em 2016 e US$ 72 milhões em 2015).

Para mais informações sobre a Lava Jato e seus impactos sobre nós, ver Nota 21 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Investigações realizadas pelas autoridades

EUA: SEC, DoJ e US Commodity Futures Trading Commission (“CFTC”)

Como nossos ADRs são negociados na NYSE, estamos sujeitos aos regulamentos da SEC e do DoJ. Em 2014, a SEC e o DoJ iniciaram investigações relacionadas aos fatos divulgados em conexão com a Lava Jato. Nós cooperamos integralmente com tais investigações.

Em setembro de 2018, firmamos acordos com a SEC e o DoJ relacionados aos nossos controles internos, livros e registros e demonstrações financeiras de 2003 a 2012, encerrando as respectivas investigações. Nos termos desses acordos, pagamos US$ 85,3 milhões para o DoJ, US$ 85,3 milhões para a SEC e US$ 682,6 milhões para as autoridades brasileiras. Além disso, também entramos em um acordo com a Procuradoria Federal do Brasil, denominado “Termo de Assunção de Compromissos”, a fim de regular a forma como o montante seria usado no Brasil. O valor de US$ 682,6 milhões foi depositado por nós no Brasil em janeiro de 2019.

Nos acordos firmados, o DoJ e a SEC reconheceram melhorias implementadas em nosso programa de conformidade, controles internos e procedimentos anti-corrupção. Temos o compromisso de continuar a avaliar e melhorar esses e outros esforços. A resolução das investigações da SEC e do DoJ atende aos nossos interesses e os melhores interesses de nossos acionistas e elimina incertezas, riscos, encargos e custos de potenciais litígios nos Estados Unidos.

Em maio de 2019, a CFTC contactou-nos com um pedido de informações sobre as atividades comerciais relacionadas com a Lava Jato. Nós reiteramos que vamos continuar a cooperar com as autoridades reguladoras, incluindo a

ASPECTOS LEGAIS E FISCAIS

REGULAÇÃO 219
CONTRATOS RELEVANTES 224
PROCEDIMENTOS LEGAIS 228
TRIBUTOS 234

CFTC, em relação a qualquer solicitação, reforçando nosso compromisso com a integridade e transparência.

Em setembro de 2019, o Termo de Assunção Compromissos foi revogado pelo Supremo Tribunal Federal brasileiro ("STF"). A nova destinação do valor pago por nós às autoridades brasileiras está prevista no acordo para destinação dos recursos firmado entre o Procurador Geral da República, a Presidência da Câmara dos Deputados, com a intervenção da Presidência do Senado Federal e da Procuradoria Geral da Fazenda Nacional, que foi aprovado pelo STF e de cuja negociação nós não participamos.

Ministério Público: Brasil

Em 2015, o Ministério Público do Estado São Paulo estabeleceu um processo civil para investigar a existência de possíveis danos causados por nós para investidores listados no mercado de ações brasileiro. No entanto, o Ministério Público Federal brasileiro avaliou este processo civil e determinou que Ministério Público de São Paulo não tem autoridade sobre esse assunto, que deve ser presidida pelo Ministério Público Federal brasileiro. Nós fornecemos todas as informações necessárias requeridas pelas autoridades.

Pleitos formulados pelos Investidores

EUA: ação coletiva "Class Action"

No final de 2017, assinamos um acordo para encerrar a ação coletiva que havia sido movida contra nós e outros acusados, em conexão com os fatos revelados pela Operação Lava Jato. No âmbito do acordo, nós (juntamente com a nossa subsidiária Petrobras Global Finance B.V. – PGF) concordamos em pagar US$ 2.950 milhões para encerrar a ação coletiva, em três parcelas: (i) US$ 983 milhões em março de 2018, (ii) US$ 983 milhões, em junho de 2018, e (iii) uma parcela adicional de US$ 984 milhões, em janeiro de 2019. Assim, nós reconhecemos o montante de US$ 3.449 milhões nas nossas demonstrações financeiras durante o último trimestre de 2017 como outras receitas e despesas, incluindo os impostos relacionados com a nossa parte do acordo.

Alguns objetores recorreram da decisão da Corte Distrital de Nova Iorque que havia aprovado o acordo da *class action* em 22 de junho de 2018. Em 30 de agosto de 2019, a Corte de Apelações do Segundo Circuito dos Estados Unidos confirmou a decisão de aprovação do acordo. A partir de 6 de setembro de 2019, a decisão que homologou o acordo não é mais passível de recurso, sendo, portanto, definitiva.

Em 24 de setembro de 2019, a Corte Distrital autorizou o início da distribuição dos valores depositados na conta designada pelo autor-líder aos investidores que tiveram os seus pleitos admitidos pelo administrador aprovado pela Corte Distrital.

O acordo celebrado nesta ação coletiva não constitui uma admissão de culpa ou de práticas abusivas por parte da Petrobras, que tem sido reconhecida pelas autoridades brasileiras como uma vítima dos eventos revelados pela Operação Lava Jato.

Holanda: a ação coletiva na Holanda

Em 2017, a Stitching Petrobras Compensation Foundation ("Fundação") entrou com uma ação coletiva no Tribunal Distrital em Roterdã, na Holanda, contra nós e nossas subsidiárias PIBBV e PGF, contra a PO&G e alguns dos nossos ex-administradores.

Na ação coletiva, a Fundação supostamente representa os interesses de um grupo não identificado de investidores e alega que, como resultado dos fatos descobertos pela Operação Lava Jato, os réus agiram ilegalmente com os investidores.

Em janeiro de 2020, a Corte determinou que acionistas que entendem português e/ou que compraram ações por meio de intermediários ou outros agentes que entendem tal idioma, dentre outros acionistas, estão sujeitos à cláusula de arbitragem prevista no Estatuto Social da companhia, ficando de fora da ação coletiva proposta pela Fundação. A Corte também considerou o efeito vinculante do acordo firmado para o encerramento da *class action* dos Estados Unidos. Desse modo, a Fundação precisa demonstrar que representa uma quantidade suficiente de investidores que justifique o prosseguimento de uma ação coletiva na Holanda.

A ação proposta pela Fundação no tribunal holandês é apenas declaratória, e não se presta a requerer indenizações por perdas e danos no âmbito da ação coletiva. Eventuais indenizações somente poderão ser determinadas por decisões judiciais se ações subsequentes forem movidas por investidores individuais.

ASPECTOS LEGAIS E FISCAIS

REGULAÇÃO 219
CONTRATOS RELEVANTES 224
PROCEDIMENTOS LEGAIS 228
TRIBUTOS 234

No momento, devido às incertezas substanciais inerentes a este tipo de processo e os impactos altamente incertos de tais alegações, não é possível para nós identificar possíveis riscos relacionados a essa ação e produzir uma estimativa confiável de eventual perda.

Além disso, atualmente, não é possível determinar se os investidores serão capazes de apresentar ações individuais contra nós e se seremos responsabilizados pelo pagamento de indenizações, já que essa avaliação depende do resultado desta ação coletiva.

Nós, juntamente com nossas subsidiárias, negamos as acusações apresentadas pela Fundação e pretendemos nos defender vigorosamente. Somos uma vítima do esquema de corrupção descoberto pela Operação Lava Jato e temos como objetivo apresentar e comprovar esta condição perante o tribunal holandês.

Outras demandas relacionadas de Investidores

Arbitragem no Brasil

Somos atualmente parte de cinco processos de arbitragem iniciados por investidores brasileiros e estrangeiros que adquiriram nossas ações negociadas na B3, alegando prejuízos financeiros causados por fatos descobertos na Lava Jato.

Devido às incertezas substanciais inerentes a esses tipos de processos e aos impactos altamente incertos de tais alegações, não é possível para nós identificar possíveis riscos relacionados a essa ação e produzir uma estimativa confiável de eventual perda.

Dependendo do resultado desses processos, podemos ter que pagar quantias substanciais, que podem ter um efeito significativo sobre nossa situação financeira.

Em 17 de setembro de 2019, o Termo de Assunção de Compromissos foi revogado pelo STF. Assim, já não temos a capacidade de utilizar a metade do valor pago em 30 de janeiro de 2019 (US$ 682. milhões) para as autoridades brasileiras, em caso de eventuais condenações nesses arbitragens, conforme previsto no acordo.

A nova destinação do valor pago por nós às autoridades brasileiras está prevista no acordo para destinação dos recursos firmado entre o Procurador Geral da República, a Presidência da Câmara dos Deputados, com a intervenção da Presidência do Senado Federal e da Procuradoria Geral da Fazenda Nacional, que foi aprovado pelo STF e do qual nós não participamos da negociação.

Negamos as alegações apresentadas por estes investidores e pretendemos nos defender dessas reivindicações vigorosamente.

Arbitragem na Argentina

Em 2018, fomos notificados de uma arbitragem apresentada por *Consumidores Financieros Asociación Civil para su Defensa* ("Associação") contra nós e outras pessoas físicas e jurídicas, perante o "Tribunal de Arbitragem Geral da Bolsa de Comercio de Buenos Aires" ("Tribunal Arbitral"). Entre outras questões, a Associação alega nossa responsabilidade por uma suposta perda de valor de nossas ações no mercado da Argentina, devido a processos relacionados à Operação Lava Jato.

Em junho de 2019, o Tribunal Arbitral decidiu que a Associação desistiu da arbitragem por não ter pago a taxa de arbitragem no prazo estabelecido. A Associação recorreu ao Judiciário argentino contra essa decisão, tendo sido rejeitado tal recurso pelo Tribunal de Apelação, em 20 de novembro de 2019. A Associação recorreu para a Suprema Corte, estando pendente uma decisão final.

Ações criminais na Argentina

Fomos incluídos como réus em duas ações criminais na Argentina, conforme descrito abaixo:

(i) ação penal alegando que descumprimos a obrigação de publicar como "fato relevante" ao mercado argentino a existência de uma ação coletiva movida pela *Consumidores Financieros Asociación Civil para su Defensa* perante os Tribunais judiciais Comerciais (Ação Judicial Comercial), nos termos da legislação de mercado de capitais argentina. Vale ressaltar que nunca fomos formalmente notificados para ingressar na Ação Judicial Comercial. Esta ação penal tramita perante o Tribunal Econômico Criminal N° 3 da cidade de Buenos Aires. Nós apresentamos defesas processuais perante o tribunal criminal que não foram decididas ainda.

(ii) ação criminal alegando oferta fraudulenta de valores mobiliários, agravada por supostamente termos declarado dados falsos em nossas demonstrações financeiras emitidas em 2015. Esta ação penal tramita perante o Tribunal

Econômico Criminal nº 2 da cidade de Buenos Aires. Nós apresentamos defesas processuais perante o tribunal criminal que não foram decididas ainda.

Pleitos formulados pelos Investidores da Sete Brasil e procedimento de mediação

Atualmente, somos parte em arbitragens no Brasil e em uma ação na Corte do Distrito de Columbia, em Washington District, DC, propostas por investidores de Sete Brasil, um *Project Finance* criado para contrução de plataformas com alto conteúdo local. Neste processo, os autores alegam que induzimos os investidores a investir na Sete Brasil e que estamos entre as partes responsáveis pela crise financeira da Sete Brasil, empresa que entrou com processo de recuperação judicial , no Brasil. As arbitragens estão em estágios diferentes e todas elas são confidenciais. No entanto, nós ainda defendemos que não devemos ser responsabilizados. Em 2019, provisionamos US$ 740 milhões em perdas esperadas para cumprir com as normas de contabilidade.

Em 2016, a EIG propôs uma ação judicial contra nós perante o Tribunal Federal Distrital no Distrito de Columbia, na qual o tribunal negou nosso pedido de extinção do processo por diversos motivos, incluindo imunidade de jurisdição, bem como determinou que a ação poderia seguir para a fase de produção de provas. Recorremos da decisão para o Tribunal de Apelações dos Estados Unidos para o Distrito de Columbia, que confirmou a decisão da Corte. Foi apresentado um pedido de *writ of certiorari* para a Suprema Corte Americana, que foi negado. Posteriormente, requeremos ao Tribunal Distrital para suspender o processo a fim de que a disputa fosse resolvida por meio de arbitragem, o que foi negado.

Além disso, como resultado de uma mediação extrajudicial iniciada em 2017 no Brasil para chegar a uma solução possível, o nosso Conselho de Administração aprovou os termos finais do acordo a ser firmado entre nós e a Sete Brasil. Os principais termos do acordo foram apresentados no comunicado ao mercado divulgado em 1 de março de 2018: (i) manutenção dos contratos de afretamento e operação referentes a quatro sondas de perfuração, com cessação de contratos assinados em relação aos outras vinte e quatro sondas de perfuração; (ii) os contratos têm efeito por dez anos, com uma taxa diária de US$ 299 mil, incluindo o afretamento e operação das unidades; (iii) e a nossa remoção e a remoção de nossas subsidiárias da estrutura acionária das empresas do Grupo Sete Brasil e FIP Sondas até que não tenhamos mais quaisquer ações em tal companhia; e (iv) a dissolução resultante de todos os outros contratos que não são compatíveis com os termos do acordo. Magni Partners deve fretar as plataformas para nós e os equipamentos serão operados pela Etesco. O acordo está sujeito à condição suspensiva e deve ser aprovado pela Sete Brasil e outras empresas envolvidas no negócio.

Outras informações relativas à arbitragem e à mediação propostas no Brasil são confidenciais.

Outros processos judiciais

Processos judiciais e procedimento preliminar sobre TCU-Desinvestimentos

Existem alguns processos judiciais (principalmente ações cíveis), que alegam uma suposta falta de publicidade e competitividade em nossos processos para a venda de participação em empresas e ativos controlados, tais como campos de exploração e produção de óleo e gás ("Projetos de Desinvestimento"). Alguns processos foram suspensos devido a liminares concedidas em análise preliminar, que foram revertidas depois que nós apresentamos nossa contestação e/ou recursos. Embora os processos judiciais acima mencionados ainda estejam pendentes de decisões definitivas, não há liminar impedindo qualquer Projeto de Desinvestimento.

Há ações constitucionais apresentadas perante o Supremo Tribunal Federal questionando a constitucionalidade do Decreto nº 9.188/2017, que estabelece regras para a alienação de ativos e afiliadas controladas por sociedades de economia mista federais, incluindo nós. Devido à liminar concedida em 27 de junho de 2018 pelo ministro do Supremo Tribunal Federal Ricardo Lewandowski (Ação Direta de Inconstitucionalidade - ADI 5624 MC/ DF), que, presumivelmente, poderia afetar nossos desinvestimentos, suspendemos algumas vendas, de acordo com o comunicado ao mercado datado de 3 de julho de 2018. Essas vendas foram retomadas em 17 de janeiro de 2019, sob os fundamentos jurídicos estabelecidos em parecer

proferido pela Procuradoria Federal, de acordo com o comunicado ao mercado datado de 17 de janeiro de 2019. Em 06 de junho de 2019, o tribunal revogou parcialmente a liminar, desde que haja autorização para tanto na lei de criação das empresas estatais e que o processo de venda seja competitivo e executado em conformidade com os princípios constitucionais aplicáveis à administração pública, nos termos do Decreto Federal 9.188/2017. Assim, podemos buscar a alienação do controle de nossas subsidiárias, sem qualquer restrição.

Além disso, há uma Ação Direta de Inconstitucionalidade contra o Decreto Federal nº 9.355/18 ("Decreto Federal") que visa a suspensão imediata dos efeitos de tal diploma por suposta violação aos arts. 28 e 84 da Lei nº 13.303/16 e aos princípios da legalidade, moralidade, impessoalidade e eficiência.

Em 19 de dezembro de 2018, uma liminar foi concedida para suspender a eficácia do Decreto Federal e nos obrigar a seguir as regras da Lei nº 13.303/16 em relação aos procedimentos para cessão de direitos de exploração e produção no Brasil (" Decisão"). Em 11 de janeiro de 2019, o Presidente do Supremo Tribunal Federal concedeu liminar para suspender os efeitos da decisão até o julgamento pelo plenário do tribunal, o que ainda não ocorreu.

Com relação ao TCU, todos os projetos incluídos em nosso portfólio de desinvestimentos (excluindo parcerias e aquisições, sujeitas a um outro conjunto de regras) seguiu a sistemática considerada adequada pelo TCU no procedimento administrativo TC-013.056/2016-6. Recentemente, nossa sistemática de desinvestimentos foi revisada e encaminhada para o TCU, no procedimento administrativo TC-009.508/ 2019-8. A sistemática atualizada entrou em vigor em 20 de agosto de 2019.

Processos Trabalhistas

RMNR

Há uma série de processos judiciais relativos a Remuneração Mínima por Nível e Regime de Trabalho ("RMNR") com a finalidade de rever os seus critérios de cálculo.

A RMNR consiste em uma remuneração mínima garantida à força de trabalho, com base no nível salarial, o regime e condições de trabalho e a área geográfica de atuação do empregado. A RMNR foi criada e implementada em 2007, depois de negociada com representantes sindicais e aprovada pelos empregados. Três anos após a implementação do RMNR, vários processos foram iniciados com relação à inclusão de regimes adicionais e condições especiais de trabalho para o cálculo da taxa aplicável ao RMNR.

Em 2018, o Tribunal Superior do Trabalho do Brasil ("TST") proferiu decisão contrária a nós e recorremos da decisão. O STF suspendeu os efeitos da decisão proferida pelo TST e pediu a suspensão nacional dos processos em curso relativos à RMNR.

Taxa aplicável

Há também discussões relativas à alíquota aplicável à indenização concedida pela Justiça do Trabalho brasileira, bem como ao seu período de aplicação. O STF decidiu inicialmente que a aplicação da taxa de referência oficial, ou "Taxa Referencial", é inconstitucional em relação aos danos concedidos contra o Governo Federal Brasileiro. Após a decisão do STF, o TST decidiu que o índice nacional de preços ao consumidor, ou "IPCA", deveria ser aplicado (em oposição à Taxa Referencial) desde março de 2015 e reconhecidos os pagamentos já efetuados. Um recurso foi interposto contra essa decisão e o julgamento está pendente. Além disso, ainda está pendente de julgamento pelo STF a aplicação da Taxa Referencial a danos trabalhistas, em contraposição ao IPCA.

Apesar de não sermos parte em nenhuma das ações judiciais no TST e no STF envolvendo essas discussões, tais ações judiciais podem ter um efeito adverso sobre nossas provisões. Não há data prevista para julgamento pelo STF e é possível que o STF decida que sua decisão deve se aplicar apenas a partir de uma determinada data. No entanto, no caso de o STF decidir que a alíquota aplicável deve mudar de Taxa Referencial para IPCA, isso pode ter um efeito adverso sobre nossas provisões, incluindo RMNR. Desde novembro de 2019, uma nova Medida Provisória n º 905/2019 aprovou o uso do IPCA-E e a taxa de juros de poupança para corrigir débitos trabalhistas.

Medidas Provisórias são regras que servem como leis temporariamente. Tais medidas são emitidas pelo Presidente da República, mas precisam ser encaminhadas para o Congresso para serem transformadas em lei. Se o Congresso não converte uma Medida Provisória em lei no prazo de 120 dias, a medida é declarada nula e sem efeito.

ASPECTOS LEGAIS E FISCAIS

REGULAÇÃO 219
CONTRATOS RELEVANTES 224
PROCEDIMENTOS LEGAIS 228
TRIBUTOS 234

Unificação dos Campos

Iniciamos quatro arbitragens sob a administração da ICC visando impugnar a decisão da ANP de unificar nossos campos de petróleo não interligados (Parque das Baleias, Lula e Cernambi; Bauna e Piracaba; Tartaruga Verde e Tartaruga Mestica). A arbitragem relativa ao Parque das Baleias já foi concluída.

No caso da arbitragem de Tartaruga Mestiça e Tartaruga Verde, o Tribunal Federal do Rio de Janeiro também confirmou o princípio de competência, segundo o qual o tribunal arbitral tem o direito de decidir sobre sua própria jurisdição do caso. Assim, esta arbitragem foi reiniciada.

Em relação à arbitragem de Bauna e Piracaba, uma liminar judicial ainda a mantém suspensa.

Além disso, o Consórcio BM-S-11, formado com a Shell e a Petrogal, no qual somos operador, desafiou a decisão da ANP de unificar os campos de Lula e Cernambi. A arbitragem permanece suspensa devido a uma liminar. Atualmente, a controvérsia está em análise pelo STJ. O tribunal vai decidir qual tribunal (o tribunal estadual ou tribunal arbitral) deve decidir o mérito do caso.

Contrato de perfuração com a Vantage

Além disso, somos parte de uma arbitragem com a Vantage Deepwater Company e a Vantage Deepwater Drilling, Inc. (coletivamente, "Vantage") administrada pelo Centro Internacional para Resolução de Disputas e relacionada a um contrato de perfuração que celebramos com a Vantage. Em julho de 2018, um tribunal de três membros concluiu por maioria, com uma opinião dissidente, que a Vantage tinha direito a US$ 622,02 milhões, mais juros compostos de 15,2% ao ano compostos mensalmente, como compensação pela rescisão antecipada do referido contrato e faturas relacionadas a perfuração de um poço no Golfo do México. Entramos com uma moção para derrubar a decisão perante um Tribunal Federal no Texas, argumentando que nos haviam sido negadas as salvaguardas fundamentais do devido processo legal, conforme expresso pela opinião do árbitro dissidente. A Vantage buscou e obteve medidas junto a um tribunal holandês que foram recebidas em agosto de 2018, bloqueando as ações de nossas subsidiárias sediadas na Holanda e quaisquer valores e ativos devidos a nós, decorrentes de obrigações de nossas subsidiárias com sede na Holanda para garantir o pagamento da sentença arbitral.

Em maio de 2019, o Tribunal Federal confirmou a sentença arbitral e negou a nossa moção para derrubá-la. Em junho de 2019, nossas subsidiárias pagaram aproximadamente US$ 700 milhões em razão de tal decisão. O pagamento cessou a incidência de juros, permitiu o levantamento dos anexos do pré-julgamento de nossas subsidiárias baseadas na Holanda e evitou outras restrições legais, mas não acabou com a disputa. Nós recorremos da decisão em junho de 2019, e continuaremos a tomar as medidas para defender os nossos interesses.

Meio Ambiente

O Ministério Público do Estado do Rio de Janeiro ajuizou cinco ações civis públicas contra nós, o Instituto Estadual de Meio Ambiente ("INEA") e o Estado do Rio de Janeiro (coletivamente, os "Réus") em 26 de junho de 2018, solicitando que os Réus apresentem prova de conformidade com os regulamentos de licenciamento ambiental relacionados ao Comperj, complementem estudos técnicos e indenizem os danos materiais e morais causados às comunidades afetadas por qualquer impacto ambiental relacionado ao Comperj. O valor reclamado é de US$ 2.096 bilhões.

Em agosto de 2019, assinamos um acordo ("Termo de Ajustamento de Conduta"), no montante de US$ 208 milhões, com o Estado do Rio de Janeiro, o Ministério Público e o INEA, para encerrar uma das ações civis públicas relativas ao licenciamento ambiental do Comperj. Quanto às outras quatro ações civis, elas foram parcialmente resolvidas e um acordo está sendo negociado para encerrá-las. Quanto a esses últimos processos judiciais, eles estão suspensos.

Além disso, desde 2000 somos parte de uma outra ação civil pública sobre o oleoduto OSPAR, na qual se requer a compensação de supostos danos, e a indenização por danos morais resultantes do acidente ambiental que ocorreu no estado do Paraná em 16 de julho de 2000. Tivemos uma decisão judicial nos condenando e o montante de US$ 155 milhões foi provisionado. Embargos de declaração foram apresentados e atualmente estamos considerando a apresentação de novos recursos.

Para mais informações sobre nossos processos judiciais relevantes, vide Nota 19 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

ASPECTOS LEGAIS E FISCAIS

REGULAÇÃO 219
CONTRATOS RELEVANTES 224
PROCEDIMENTOS LEGAIS 228
TRIBUTOS 234

Tributos

Estratégia Tributária e Efeito dos Tributos sobre nossa Receita

A nossa estratégia tributária delinea o cumprimento da legislação tributária do Brasil e de outros países, onde atuamos como uma corporação que influencia o ambiente econômico e social do qual somos parte. Temos também como objetivo estreitar os laços com as autoridades fiscais de forma ética e transparente. Considerando que somos os maiores contribuintes no Brasil, nossos compromissos com as autoridades fiscais pode resultar em vários efeitos sobre a arrecadação de impostos nos níveis federal, estadual e municipal, assim como impostos sobre a produção no âmbito da ANP.

Estamos sujeitos a imposto sobre a renda à alíquota vigente de 34%, composta por uma alíquota de 25% de imposto de renda e de 9% de alíquota de contribuição social. Desde 2015, reconhecemos despesas de imposto de renda sobre receitas não isentas geradas por nossas subsidiárias no exterior com base em taxas societárias brasileiras, conforme estabelecido pela Lei nº 12.973/2014.

Além de impostos pagos em nome dos consumidores para o Governo Federal Brasileiro, bem como para os governos estaduais e municipais, como o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços, ou "ICMS", somos obrigados a pagar três principais encargos sobre nossas atividades de produção de petróleo no Brasil no âmbito da ANP: (i) royalties, (ii) participação especial e (iii) bônus de retenção. Consulte "Tributação-Estratégia de Tributação e Efeito dos Tributos sobre nossa receita-Tributação sob Regime de Concessão de Petróleo e Gás" e "Fatores de Risco - Riscos relacionados ao Brasil e à nossa relação com o Governo Federal Brasileiro " neste relatório anual. Esses encargos impostos pelo Governo Federal Brasileiro estão incluídos no nosso custo de vendas.

Tributação sob Regime de Concessão para Petróleo e Gás

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

- bônus de assinatura pagos no ato da assinatura do contrato de concessão, que são baseados no valor do lance do vencedor, sujeito aos bônus de assinatura mínimos publicados no edital de licitação (edital de licitação);
- bônus de retenção 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 a uma alíquota que varia de 0 a 40% do lucro líquido decorrente da produção de campos que atingem altos volumes de produção ou rentabilidade, de acordo com os critérios estabelecidos na legislação aplicável. As receitas líquidas são receitas brutas, baseadas nos preços de referência do petróleo bruto ou gás natural estabelecidos pelo Decreto nº 2.705 e atos normativos da ANP, menos royalties pagos, investimentos em exploração, custos operacionais e ajustes de depreciação e impostos aplicáveis. Em 2019, pagamos esse imposto ao governo em 16 de nossos campos, a saber, Albacora Leste, Barracuda, Bauna, Jubarte (que unificou Baleia Azul e campos de Baleia Franca), Leste do Urucu, Lula, Manati, Marlim, Marlim Leste, Marlim Sul, Mexilhão, Rio Urucu, Roncador, Sapinhoá e Tartaruga Verde; e
- royalties a serem estabelecidos nos contratos de concessão a uma taxa que varia entre 5% e 10% da receita bruta de produção, com base nos preços de referência para o petróleo bruto ou gás natural estabelecida em seus atos regulatórios. Ao estabelecer as taxas de royalties nos contratos de concessão, a ANP também leva em consideração os riscos geológicos e os níveis esperados de produtividade para cada concessão. A maior parte de nossa produção de petróleo é atualmente tributada à taxa máxima de *royalty*.

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

ASPECTOS LEGAIS E FISCAIS

REGULAÇÃO 219
CONTRATOS RELEVANTES 224
PROCEDIMENTOS LEGAIS 228
TRIBUTOS 234

Novo modelo de tributação para a Indústria de Petróleo e Gás

Em 28 de dezembro de 2017, o Governo Federal Brasileiro promulgou a Lei nº 13.586, que delineou um novo modelo de tributação para a indústria de petróleo e gás e, juntamente com o Decreto nº 9.128/2017, estabeleceu um novo regime especial para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, gás e outros hidrocarbonetos fluidos chamado Repetro-Sped, que expira em dezembro de 2040.

Este regime prevê a continuação de benefício fiscal total sobre os bens importados com permanência temporária no Brasil, conforme previamente estabelecido pelo antigo Repetro (Regime Aduaneiro Especial para a Exportação e Importação de Bens destinados à Exploração e Produção de Reservas de Petróleo e Gás Natural), e acrescenta este benefício aos bens permanentemente mantidos no Brasil. Assim, a ausência da necessidade de devolver esses bens para países estrangeiros elimina o custo futuro da remoção. Esse benefício permitiu a migração de todos os bens adquiridos no antigo Repetro para o Repetro-Sped.

Após a criação do Repetro-Sped, alguns estados brasileiros, por decisão do Conselho Nacional de Politicas Financeiras (CONFAZ), concordaram em conceder incentivos fiscais relacionados ao ICMS sobre transações sob este regime na medida em que cada estado promulgue seu regulamento especifico que preve a desoneração fiscal da indústria de petróleo e gás.

Desde 2018, estamos transferindo a propriedade de ativos de petróleo e gás sob este regime de nossas subsidiárias no exterior para a controladora e as *joint ventures* (consórcios) no Brasil e esperamos concluir esse processo em 2020.

Além disso, a legislação prescreve que o Repetro-Industrialização, um regime especial de tributação, regulamentado em 2019, isenta aquisições da cadeia de fornecimento O&G estabelecida no Brasil.

Após a criação do Repetro-Sped e Repetro-Industrialização, alguns estados brasileiros, de acordo com uma decisão do Conselho Nacional de Políticas Financeiras (CONFAZ), concordaram em conceder incentivos fiscais relativos ao imposto sobre o valor agregado (ICMS) sobre as transações sob esses regimes, na medida em cada estado decrete sua regulamentação específica que preveja a desoneração fiscal da indústria de petróleo e gás.

Tributação relativas às nossas ADS e Ações Ordinárias e Preferenciais

O resumo a seguir contém uma descrição das considerações sobre o imposto de renda federal no Brasil e nos Estados Unidos que podem ser relevantes para a compra, propriedade e alienação de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs por um detentor. Este resumo não descreve quaisquer conseqüências fiscais advindas da legislação de qualquer estado, município ou jurisdição tributária a exceção do Brasil e dos Estados Unidos.

Esse resumo é baseado nas leis tributárias do Brasil e dos Estados Unidos em vigor na data deste relatório anual, que estão sujeitas a alterações (possivelmente com efeito retroativo). Esse resumo também se baseia nas declarações do depositário e no pressuposto de que as obrigações decorrentes do contrato de depósito e quaisquer documentos relacionados serão realizados de acordo com seus respectivos termos.

Essa descrição não é uma descrição abrangente das considerações tributárias que possam ser relevantes para qualquer investidor em particular, incluindo considerações tributárias originadas das regras que são geralmente aplicáveis a todos os contribuintes ou a certas classes de investidores ou regras que os investidores são geralmente pressumidos saber. Os potenciais compradores de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs deverão consultar seus próprios assessores tributários quanto às conseqüências fiscais da aquisição, propriedade e alienação de ações ordinárias ou ações preferenciais ou ADSs.

Não há um tratado de imposto de renda entre os Estados Unidos e o Brasil. Nos últimos anos, as autoridades tributárias do Brasil e dos Estados Unidos participaram de discussões que podem culminar em tal tratado. Não podemos prever, no entanto, se ou quando um tratado entrará em vigor ou como ele afetará os detentores de ações ordinárias ou ações preferenciais ou ADSs.

ASPECTOS LEGAIS E FISCAIS

REGULAÇÃO 219
CONTRATOS RELEVANTES 224
PROCEDIMENTOS LEGAIS 228
TRIBUTOS 234

Considerações sobre os Impostos Brasileiros

Geral

A discussão a seguir resume as consequências fiscais brasileiras da aquisição, propriedade e alienação de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs, conforme o caso, por um detentor que não seja considerado domiciliado no Brasil para fins de tributação brasileira, também chamado um detentor não brasileiro.

Segundo a legislação brasileira, os investidores (detentores não brasileiros) podem investir em ações preferenciais ou ordinárias nos termos da Resolução CMN nº 4.373 ou da Lei nº 4.131 / 1962. As regras da Resolução CMN nº 4.373 permitem aos investidores estrangeiros investir em quase todos os instrumentos e participar de quase todas as transações disponíveis nos mercados financeiros e de capitais brasileiros, contanto que certas exigências sejam atendidas. De acordo com a Resolução CMN nº 4.373, a definição de investidor estrangeiro inclui pessoas físicas, pessoas jurídicas, fundos mútuos e outras entidades de investimento coletivo, residentes ou com sede no exterior.

Em conformidade com essa regra, os investidores estrangeiros devem: (i) nomear pelo menos um representante no Brasil com poderes para praticar atos relativos ao seu investimento externo (tais como registro e manter registros atualizados de todas as transações com o Banco Central do Brasil); (ii) preencher o formulário de registro de investidor estrangeiro; (iii) registrar-se como investidor estrangeiro na CVM; e (iv) registrar o investimento estrangeiro no Banco Central do Brasil.

Os valores mobiliarios 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.

Os valores mobiliários e outros ativos financeiros detidos por investidores estrangeiros, nos termos da Resolução CMN nº 4.373, devem ser registrados ou mantidos em contas de depósito ou sob a custódia de uma entidade devidamente licenciada pelo CVM. Além disso, a negociação de valores mobiliários está restrita às transações realizadas nas bolsas de valores ou mercados de balcão organizado, autorizados pela CVM.

Tributação de Dividendos

De um modo geral, os dividendos pagos por nós, inclusive dividendos de ações e outros dividendos pagos em propriedade ao depositário em relação às ADSs, ou a um detentor não brasileiro em relação às ações preferenciais ou ordinárias, não estão sujeitos a retenção de imposto de renda na fonte no Brasil, desde que esses valores estejam relacionados a lucros gerados depois de 1 de janeiro de 1996.

Devemos pagar aos nossos acionistas (incluindo os detentores não-brasileiros de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs) juros sobre o montante de dividendos a recolher para eles, atualizado pela taxa SELIC, a partir do final de cada exercício fiscal até a data do efetivo pagamento desses dividendos. Esses pagamentos de juros são considerados rendimento fixo e estão sujeitos a retenção de imposto de renda na fonte e a taxas variáveis dependendo da duração do período de acréscimo de juros. A alíquota de imposto para os pagamentos efetuados aos beneficiários residentes ou domiciliados no Brasil varia de 15%, no caso de juros acumulados por um período maior do que 720 dias, 17,5% no caso de juros acumulados por um período entre 361 e 720 dias, 20% em caso de juros acumulados por um período entre 181 e 360 dias, e de 22,5%, em caso de juros acumulados por um período de até 180 dias.

No entanto, quando o beneficiário for um detentor não-brasileiro a alíquota geral de imposto de renda retido na fonte sobre juros é de 15%, exceto no caso do beneficiário residente ou domiciliado em um país ou outra jurisdição que não imponha imposto de renda ou imponha uma alíquota máxima de imposto de renda inferior a 17% (uma Jurisdicao de Baixa ou Nenhuma Tributação ou a Jurisdição Fiscal Favorecida) ou, com base na posição das autoridades fiscais brasileiras, um país ou outra jurisdição onde a legislação local não permite acesso a informações relativas à composição acionária de pessoas jurídicas, à sua titularidade ou à identificação do beneficiário efetivo dos rendimentos

ASPECTOS LEGAIS E FISCAIS

REGULAÇÃO 219
CONTRATOS RELEVANTES 224
PROCEDIMENTOS LEGAIS 228
TRIBUTOS 234

atribuídos aos acionistas ("Regra de não Transparência"), quando a alíquota de imposto de renda retido na fonte será de 25%. Consulte "Tributação – Estratégia de Tributação e Efeito de impostos sobre o resultado – Esclarecimentos sobre Detentores Não Brasileiros residente ou domiciliado em uma Jurisdição Fiscal Favorecida " neste relatório anual.

Tributação de Juros sobre Capital Próprio

Qualquer pagamento de juros sobre capital próprio aos detentores de ADSs ou de ações preferenciais ou ordinárias, quer sejam ou não residentes no Brasil, está sujeito ao imposto de renda retido na fonte à alíquota de 15% no momento que registrarmos esse passivo, com ou sem a realização do efetivo pagamento naquele momento. Consulte "Informações aos Acionistas – Dividendos – Pagamento de Dividendos e Juros sobre o Capital" neste relatório anual.

No caso de residentes não brasileiros que sejam residentes em Jurisdição Fiscal Favorecida (inclusive, na visão das autoridades brasileiras, as jurisdições em que a regra da não transparência aplica-se), a alíquota de imposto de renda retido na fonte é de 25%. Consulte "Tributação – Estratégia Tributação e Efeito de impostos sobre o resultado – Esclarecimentos sobre Detentores Não Brasileiros residente ou domiciliado em uma Jurisdição Fiscal Favorecida" neste relatório anual.

O pagamento de juros no que diz respeito à atualização das distribuições registradas pela taxa SELIC, que é aplicável aos pagamentos de dividendos aplica-se igualmente aos pagamentos de juros sobre capital próprio. A determinação sobre se faremos ou não distribuições na forma de juros sobre o capital ou sob a forma de dividendos é feita por nosso Conselho de Administração no momento em que as distribuições devem ser feitas. Não podemos determinar como o nosso Conselho de Administração irá fazer essas determinações em relação a distribuições futuras.

Tributação de Ganhos

Para fins de tributação brasileira sobre ganhos de capital, dois tipos de detentores não brasileiros devem ser considerados: (i) os detentores não brasileiros de ADSs, ações preferenciais ou ações ordinárias que não sejam residentes ou domiciliados em uma Jurisdição Fiscal Favorecida, e que, no caso de ações preferenciais ou ordinárias, foram registrados perante o Banco Central do Brasil e pela CVM, de acordo com a resolução CMN nº 4.373; e (ii) qualquer outro detentor não brasileiro, incluindo os detentores não brasileiros que investem no Brasil em desacordo com a Resolução CMN nº 4.373 (incluindo o registo nos termos da Lei nº 4.131/1962) e que é residente ou domiciliado em uma Jurisdição Fiscal Favorecida. Consulte "Tributação – Estratégia de Tributação e Efeito de impostos sobre o resultado – Esclarecimentos sobre Detentores Não Brasileiros residente ou domiciliado em Jurisdição Fiscal Favorecida" neste relatório anual.

De acordo com a Lei nº 10.833/2003, os ganhos de capital realizados na alienação de ativos localizados no Brasil por detentores não brasileiros, se feitos ou não por outros não residentes e se realizados fora ou dentro do Brasil, pode estar sujeito a tributação no Brasil. Com relação à alienação de ações ordinárias ou preferenciais, como eles são ativos localizados no Brasil, o detentor não brasileiro pode estar sujeito a imposto de renda sobre quaisquer ganhos realizados, seguindo as regras descritas abaixo, independentemente de as operações serem realizadas no Brasil ou com um residente brasileiro. Entendemos que as ADSs não se enquadram na definição de ativos localizados no Brasil para os efeitos da presente lei, mas não há nenhum pronunciamento das autoridades fiscais nem determinações judiciais a este respeito. Portanto, não somos capazes de prever se tal entendimento prevalecerá nos tribunais do Brasil.

Embora existam motivos para sustentar o contrário, o depósito de ações preferenciais ou ordinárias em troca de ADSs poderá estar sujeito a 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 das ações preferenciais ou ordinárias no mercado será considerado ganho de capital sujeito a tributação conforme descrito abaixo. Existem bases para sustentar que tal tributação não é aplicável no que diz respeito aos detentores não brasileiros registrados de acordo com as regras da Resolução CMN nº 4.373 e não residentes ou domiciliados em uma Jurisdição Fiscal Favorecida.

ASPECTOS LEGAIS E FISCAIS

REGULAÇÃO 219
CONTRATOS RELEVANTES 224
PROCEDIMENTOS LEGAIS 228
TRIBUTOS 234

A retirada de ADSs em troca de ações preferenciais ou ordinárias não deve ser considerada um ganho de capital sujeito a imposto de renda brasileiro, desde que, no recebimento das ações preferenciais ou ordinárias subjacentes, o detentor não brasileiro cumpra com o procedimento de registo com o Banco Central do Brasil conforme descrito abaixo em "Capital Registrado".

Ganhos de capital realizados por um detentor não-brasileiro sobre a venda ou alienação de ações preferenciais ou ordinárias realizadas em bolsa de valores brasileira (que inclui as transações realizadas no mercado de balcão organizado) estão:

- isentar de imposto de renda quando o detentor não brasileiro (i) registrou seu investimento, de acordo com a Resolução CMN nº 4.373 e (ii) não seja residente ou domiciliado em uma Jurisdição Fiscal Favorecida;
- sujeitos a um imposto de renda à alíquota de 25%, nos casos de ganhos realizados por um detentor não brasileiro residente ou domiciliado em uma Jurisdição Fiscal Favorecida ou uma jurisdição à qual a regra de Não Transparência se aplica. Nesse caso, um imposto de renda na fonte a uma alíquota de 0,005% do valor de venda é cobrado sobre a transação, podendo ser compensado com o imposto de renda devido sobre o ganho de capital; ou
- em todos os outros casos, incluindo um caso de ganhos de capital auferidos por um detentor não brasileiro que não está registrado nos termos da Resolução CMN nº 4.373, sujeito ao imposto de renda às seguintes alíquotas progressivas: 15% que não excedam R$ 5 milhões, 17,5% nos ganhos entre R$ 5 milhões e R$ 10 milhões, 20% sobre os ganhos entre R$ 10 milhões e R$ 30 milhões e 22,5% sobre os rendimentos que excedem R$ 30 milhões. Nesses casos, uma retenção de imposto de renda na fonte de 0,005% do valor de venda é cobrado sobre a transação, podendo ser compensado com o imposto de renda devido sobre o ganho de capital.

Quaisquer ganhos de capital auferidos na alienação de ações preferenciais ou ordinárias que é realizada fora da bolsa de valores brasileira estão sujeitos a imposto de renda acima das taxas em caso de ganhos realizados por um detentor não brasileiro que seja domiciliado ou residente em uma Jurisdição Fiscal Favorecida ou uma jurisdição à qual a regra de Não Transparência se aplica. 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 compensada com o imposto de renda devido sobre o ganho de capital.

No caso de resgate de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs ou redução de capital feita por nós, a diferença positiva entre o montante recebido pelo detentor não brasileiro e o custo de aquisição das ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs resgatadas ou reduzidas é tratada como ganho de capital derivado da venda ou troca de ações não realizada em bolsa de valores brasileira e, portanto, geralmente sujeitos a taxas acima. Consulte "Tributação – Estratégia de Tributação e Efeito de impostos sobre o resultado – Esclarecimentos sobre Detentores Não Brasileiros residente ou domiciliado em uma Jurisdição Fiscal Favorecida" neste relatório anual.

Qualquer exercício de direitos de preferência relativos às ações preferenciais ou ordinárias não estará sujeito à tributação brasileira. Qualquer ganho na venda ou cessão de direitos de preferência estarão sujeitos a imposto de renda brasileiro de acordo com as mesmas regras aplicáveis à venda ou alienação de ações preferenciais ou ordinárias.

Nenhuma garantia pode ser feita de que o atual tratamento preferencial dos titulares não brasileiros de ADSs e alguns detentores não brasileiros de ações preferenciais ou ordinárias nos termos da Resolução CMN nº 4.373 continuará sendo aplicado no futuro.

Regras recentes adicionais sobre a Tributação de Ganhos

Em 16 de março de 2016, o Governo Federal Brasileiro converteu a Medida Provisória nº 692 na Lei nº 13.259, que estabeleceu alíquotas progressivas de imposto de renda aplicáveis a ganhos de capital decorrentes da alienação de ativos por indivíduos brasileiros. A Lei nº 13.259 prevê novas taxas que variam de 15% a 22,5%, dependendo do valor do ganho reconhecido pelo indivíduo brasileiro, como segue: (i) 15% sobre os ganhos não superiores a R$ 5milhões; (ii) 17,5% sobre ganhos que excedem R$ 5 milhões e não ultrapassem R$ 10 milhões; (iii) 20% sobre os ganhos que

ASPECTOS LEGAIS E FISCAIS

REGULAÇÃO 219
CONTRATOS RELEVANTES 224
PROCEDIMENTOS LEGAIS 228
TRIBUTOS 234

excedam R$ 10 milhões e não ultrapassem R$ 30 milhões; e (iv) 22,5% sobre ganhos superiores a R$ 30 milhões. De acordo com a artigo 18 da Lei nº 9.249/95, o tratamento fiscal aplicável aos ganhos de capital auferidos por pessoas físicas brasileiras também se aplica aos ganhos de capital auferidos por residentes não brasileiros (exceto em casos que permanecem sujeitos à aplicação de regras específicas.

Esclarecimentos sobre Detentores Não Brasileiros residentes ou domiciliados em uma Jurisdição Fiscal Favorecida

A Lei nº 9.779/1999 estabelece que, ressalvadas circunstâncias limitadas, os rendimentos derivados de transações por uma pessoa residente ou domiciliada em uma Jurisdição Fisacal Favorecida estará sujeito ao imposto de renda retido na fonte à alíquota de 25%. Uma Jurisdição Fiscal Favorecida é geralmente considerada como um país ou outra jurisdição que não impõe qualquer imposto de renda ou que impõe tal imposto a uma alíquota máxima inferior a 17%. Sob certas circunstâncias, a regra da não transparência também é levada em conta para determinar se um país ou outra jurisdição é uma Jurisdição Fiscal Favorecida. Além disso, a Lei nº 11.727/2008 introduziu o conceito de um "regime fiscal privilegiado", que é definido como um regime fiscal que (i) não tributa a receita ou a tributa a uma alíquota máxima inferior a 17%; (ii) concede benefícios fiscais a entidades não residentes ou indivíduos (a) sem a exigência de realização de atividade econômica substantiva no país ou outra jurisdição (b) condicionada ao não ao exercício de atividade econômica substancial no país ou outra jurisdição;; (iii) não incide imposto ou incide impostos sobre fonte estrangeira a uma taxa máxima inferior a 17%; ou (iv) não fornece acesso a informações relativas à composição acionária, titularidade de bens e direitos ou às operações econômicas realizadas. Acreditamos que a melhor interpretação da Lei nº 11.727/2008 é que o conceito de "regime fiscal privilegiado" se aplicará somente para efeitos das regras de preços de transferência nas operações de exportação e importação, dedutibilidade para o imposto de renda das empresas brasileiras e capitalização e, portanto, geralmente não têm um impacto sobre a tributação de um detentor não-brasileiro de ações preferenciais ou ordinárias ou ADS, tal como aqui discutido. No entanto, somos incapazes de determinar se o conceito regime fiscal privilegiado também se aplica no contexto das regras aplicáveis à Jurisdição de Tributação Favorecida, embora as autoridades fiscais brasileiras pareçam concordar com a nossa posição, tendo em conta as disposições da Retenção de Imposto de renda manual (MAFON-2019), emitida pela Receita Federal do Brasil.

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, a taxa de IOF/Câmbio é de 0,38%. No entanto, as transações cambiais relacionadas a entradas de fundos para o Brasil para aplicações realizadas por investidores estrangeiros nos mercados financeiros e de capitais brasileiros em geral estão sujeitos ao IOF/Câmbio à alíquota de zero por cento. As transações cambiais relacionadas à saídas de recursos do Brasil em relação à aplicações feitas por investidores estrangeiros nos mercados financeiros e de capitais brasileiros também estão sujeitas ao IOF/Câmbio à alíquota de zero por cento. Esta taxa de zero por cento aplica-se a pagamentos de dividendos e juros sobre capital próprio recebidos por investidores estrangeiros com relação aos investimentos nos mercados financeiros e de capitais brasileiros, tais como investimentos realizados por um detentor não brasileiro, conforme disposto na Resolução CMN nº 4.373. O Poder Executivo brasileiro pode aumentar essas taxas, a qualquer momento, até 25% do valor da operação de câmbio, mas não com efeito retroativo.

Tributação sobre Transações com Títulos e Valores Mobiliários (IOF/ Títulos)

A legislação brasileira impõe IOF/ Títulos às transações que envolvem ações, títulos e outros valores mobiliários, inclusive aquelas realizadas em bolsa de valores brasileira. A alíquota do IOF/Títulos aplicável a operações envolvendo ações preferenciais ou ordinárias atualmente é zero. No entanto, o Governo Federal Brasileiro pode aumentar a alíquota a qualquer momento até 1,5% do valor da transação por dia, porém o imposto não pode ser aplicado retroativamente.

O IOF sobre transferência de ações, que são admitidas para negociação em bolsa de valores localizada no Brasil, com a finalidade específica de lastrear a emissão de recibos de

depósito negociados no exterior, foi reduzido de 1,5% para zero, desde 24 de dezembro de 2013.

Outros impostos brasileiros

No Brasil, não há impostos sobre herança, doação ou sucessão aplicáveis à propriedade, transferência ou alienação de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs por um detentor não brasileiro, exceto para impostos sobre doação e herança cobrados por alguns estados do Brasil sobre doações feitas ou heranças deixadas por um detentor não brasileiro a pessoas físicas ou jurídicas residentes ou domiciliadas nos referidos estados do Brasil. No Brasil, não há impostos ou tributos de selo, emissão, registro ou semelhantes a recolher detentores de ações preferenciais ou ordinárias ou ADSs.

Capital registrado

O valor de um investimento em ações preferenciais ou ordinárias detidas por um detentor não brasileiro que obtenha registro nos termos da Resolução CMN nº 4.373, ou pelo depositário representando tal detentor, está qualificado para registro no Banco Central do Brasil; e tal registro permite a remessa para fora do Brasil de moeda estrangeira, convertida à taxa de câmbio comercial, adquirida com o produto de distribuições e valores realizados com respeito a alienações de ações preferenciais ou ordinárias. O valor registrado ("capital registrado") para cada ação preferencial ou ordinária comprada como parte da oferta internacional ou comprada no Brasil após a presente data, e depositada com o depositário será igual ao seu preço de compra (em dólares americanos). O capital registrado de uma ação preferencial ou ordinária que seja retirada mediante a entrega de uma ADS será o equivalente, em dólares americanos, a:

(i) o preço médio de uma ação preferencial ou ordinária na bolsa de valores brasileira na qual o maior volume dessas ações foram negociadas no dia da retirada; ou

(ii) se nenhuma ação preferencial ou ordinária tiver sido negociada naquele dia, o preço médio na bolsa de valores brasileira na qual o maior volume de ações preferenciais ou ordinárias tenha sido negociada nos 15 pregões imediatamente anteriores à data de tal retirada.

O valor em dólares do preço médio das ações preferenciais ou ordinárias é determinado com base na média das taxas de dólar/real comercial de mercado cotados pelo sistema de informação do Banco Central do Brasil naquela data (ou, se o preço médio das ações preferenciais ou ações ordináriasfor determinado de acordo com a segunda opção acima, o preço será determinado pelas taxas médias citadas verificada nas mesmas 15 sessões de negociação anteriores como descrito acima).

Um detentor não brasileiro de ações preferenciais ou ordinárias pode estar sujeito a atrasos na realização desse registro, que por sua vez poderá atrasar remessas ao exterior. Esse atraso poderá afetar adversamente o valor, em dólares americanos, recebido pelo detentor não brasileiro. Consulte "Riscos Fatores de Risco – Risco deAções e Títulos de Dívida " neste relatório anual.

Considerações sobre o Imposto de Renda Federal dos Estados Unidos

Este resumo descreve as consequências materiais do imposto de renda federal dos Estados Unidos que possam ser relevantes a um detentor norte-americano (conforme definido abaixo) a partir da propriedade e alienação de ações ordinárias ou ações preferenciais ou ADSs. Este resumo é baseado no US Internal Revenue Code de 1986, conforme alterada ("Código"), em sua história legislativa, nos regulamentos do Tesouro dos EUA existentes e propostos e promulgados por ele, em decisões publicadas pelo Internal Revenue Service (IRS) dos EUA e em decisões judiciais, todos em vigor até a presente data e todos sujeitos a alterações ou interpretações divergentes, possivelmente com efeito retroativo. Este resumo não pretende ser uma descrição abrangente de todas as consequências fiscais que possam ser relevantes para a decisão de manter ou alienar ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs. Este resumo aplica-se somente aos compradores de de ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs que mantenham as ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs como "bens de capital" (geralmente, bens detidos para investimento) e não se aplica a classes especiais de detentores, como os negociantes ou comerciantes em títulos ou moedas, detentores cuja moeda funcional não é o dólar norte-americano, detentores de 10% ou mais de nossas ações, medido pelo poder de voto ou valor (levando em consideração ações detidas diretamente

ou através de contratos de depósito), organizações isentas de impostos, parcerias ou parceiros, instituições financeiras, companhias de seguros de vida, detentores responsáveis pelo imposto mínimo alternativo, negociadores de títulos que decidem contabilizar seus investimentos em ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs em uma base de marcação a mercado (*mark-to-market)*, as pessoas que entram em uma transação construtiva de venda com relação à ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs, pessoas que possuem ações ordinárias ou preferenciais ou ADSs em uma transação de *hedge* ou como parte de uma operação de *straddle* ou operação de conversão, ou pessoas físicas estrangeiras não residentes presentes nos Estados Unidos por mais de 182 dias em um ano tributável. Além disso, este resumo não aborda impostos estaduais, locais ou estrangeiros ou impostos sobre propriedade e doações dos EUA.

CADA DETENTOR DEVE CONSULTAR SEU PRÓPRIO CONSULTOR TRIBUTÁRIO SOBRE AS CONSEQUÊNCIAS FISCAIS GERAIS EM SUAS CIRCUNSTÂNCIAS PARTICULARES, INCLUINDO AS CONSEQUÊNCIAS SOB OUTRAS LEIS ALÉM DAS LEIS FEDERAIS AMERICANAS DE IMPOSTO DE RENDA, DE UM INVESTIMENTO EM AÇÕES ORDINÁRIAS OU PREFERENCIAIS OU ADSs.

Nossas ações preferenciais serão tratadas como patrimônio líquido para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos. Em geral, um detentor de ADS será tratado como o detentor das ações ordinárias ou preferenciais representadas por essas ADSs para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos, e 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 às ADSs referem-se as ADSs com relação a ambas ações ordinárias e preferenciais, e as referências a um "detentor americano" diz respeito ao detentor de uma ação ordinária ou preferencial ou ADS que é:

- um indivíduo que é cidadão ou residente dos Estados Unidos;
- uma corporação organizada sob as leis dos Estados Unidos, de qualquer de seus estados ou do Distrito de Columbia; ou
- caso contrário, sujeita a tributação sobre a renda federal em uma base líquida com relação à ação ou da ADS.

Tributação de Distribuições

Um investidor americano irá reconhecer a receita de dividendos ordinários para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos em valor igual ao valor de qualquer dinheiro e o valor de qualquer propriedade que distribuímos como um dividendo na medida em que tal distribuição for paga dos nossos lucros atuais ou acumulados e os lucros, conforme determinado para fins de imposto de renda federal dos EUA, quando essa distribuição for recebida pelo depositário, no caso de ADSs, ou pelo detentor norte-americano, no caso de um detentor de ações ordinárias ou preferenciais. O valor de qualquer distribuição incluirá distribuições caracterizadas como juros sobre o capital e o valor do imposto brasileiro retido na fonte sobre o valor distribuído, e o valor de uma distribuição paga em reais será medido por referência à taxa de câmbio para conversão de reais para dólares americanos em efeito sobre a data em que a distribuição é recebida pelo depositário, no caso de ADS, ou por um detentor norte-americano, no caso de ações ordinárias ou preferenciais. Se o depositário, no caso de ADSs, ou detentor norte-americano, no caso de um detentor de ações ordinárias ou preferenciais, não converter esses reais em dólares americanos na data em que os receber, é possível que o detentor norte-americano reconhecerá ganho ou perda cambial, que seria uma perda ou ganho ordinário de fonte norte-americano, quando os reais forem convertidos em dólares americanos. Dividendos pagos por nós não serão elegíveis para dedução de dividendos recebidos permitida às empresas sob o Código.

Sujeito a certas exceções para posições de curto prazo e de *hedge*, o valor em dólares americanos de dividendos recebidos por um detentor norte-americano não-corporativo com relação às ADSs geralmente estará sujeito a tributação e 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 de valores mobiliários estabelecido nos Estados Unidos e (ii) a Petrobras não era, no ano anterior ao ano em que o dividendo foi pago, e não é, no ano em que o dividendo é pago, uma "companhia de investimento estrangeiro passivo", conforme definido para fins de imposto de renda

ASPECTOS LEGAIS E FISCAIS

REGULAÇÃO 219
CONTRATOS RELEVANTES 224
PROCEDIMENTOS LEGAIS 228
TRIBUTOS 234

americano (CIEP). As ADSs estão listadas na NYSE, e se qualificam como prontamente negociáveis em um mercado de títulos estabelecido nos Estados Unidos, desde que elas sejam listadas. Com base em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e dados de mercado e acionistas relevantes, acreditamos que não deve ser tratada como uma PFIC para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos em relação ao ano-base 2019 ou 2018. Além disso, com base em nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e nossas expectativas atuais sobre o valor e a natureza de nossos ativos, as fontes e a natureza de nosso lucro e dados de mercado e acionistas relevantes, nós não esperamos nos tornar uma PFIC para o nosso ano fiscal de 2020. Com base na orientação existente, não está claro se os dividendos recebidos com relação às ações serão tratados como dividendos qualificados, porque as ações não são listadas em uma bolsa norte-americana. Detentores dos EUA de ADSs devem consultar seus próprios consultores fiscais em relação à disponibilidade da alíquota reduzida de dividendos à luz das suas circunstâncias particulares.

As distribuições de ganhos e lucros com relação às ações ou ADSs geralmente serão tratadas como rendimentos de dividendos de fontes fora dos Estados Unidos e geralmente serão tratados como "renda de categoria passiva" para fins de crédito fiscal estrangeiro dos Estados Unidos. Sujeito a certas limitações, o imposto de renda brasileiro retido em conexão com qualquer distribuição com relação às ações ou ADSs pode ser reivindicado como um crédito contra o passivo do imposto de renda federal americano de um detentor norte-americano, ou, a critério do detentor norte-americano, o referido imposto brasileiro retido na fonte pode ser tomado como uma dedução da renda tributável (desde que os detentoros norte-americano escolham deduzir, ao invés de crédito, todos os impostos de renda estrangeiros pagos ou acumulados no exercício fiscal relevante). Um crédito fiscal estrangeiro nos EUA pode não ser aceito como imposto de renda brasileiro retido na fonte atribuído em relação a determinadas posições de curto prazo ou de *hedge* em títulos ou em respeito a acordos em que o lucro econômico esperado de um detentor norte-americano não é substancial. Os detentores norte-americanos devem consultar seus próprios consultores tributários sobre a disponibilidade do crédito fiscal estrangeiro dos Estados Unidos, incluindo a conversão de reais para dólares americanos para esses fins, à luz de suas circunstâncias particulares.

Os detentores de ADSs que forem sociedades estrangeiras ou pessoas físicas estrangeiras não residentes (detentores não norte-americanos) em geral não estarão sujeitos ao imposto de renda federal dos EUA, incluindo o imposto retido na fonte, sobre distribuições com relação às ações ou ADSs que são tratadas como receita de dividendos para a renda federal dos EUA efeitos fiscais, salvo se esses dividendos forem efetivamente relacionados com a condução pelo titular de comércio ou negócio nos Estados Unidos.

Tributação de Ganhos de Capital

Após a venda ou outra alienação de uma ação ou de um ADS, um detentor norte-americano geralmente reconhecerá ganho ou perda de capital de fonte americana para fins de imposto de renda federal dos EUA, igual a diferença entre o valor realizado na alienação e a base de cálculo do detentor dos EUA em tal ação ou ADS. Qualquer ganho ou perda será ganho de capital de longo prazo ou perda se as ações ou ADSs foram detidas por mais de um ano. Investidor pessoa física detentor de ações ou ADSs pode ser elegível para uma taxa preferencial de imposto de renda federal dos Estados Unidos em relação aos ganhos de capital de longo prazo. As perdas de capital podem ser deduzidas da renda tributável, sujeito a certas limitações. Para fins de imposto de renda federal dos EUA, tal disposição não resultaria em receita de origem estrangeira a um detentor norte-americano. Como resultado, um detentor norte-americano pode não ser capaz de utilizar o crédito fiscal estrangeiro associado com quaisquer impostos de renda brasileiros incidentes sobre tais ganhos, a menos que esse detentor possa usar o crédito contra imposto norte-americano devido sobre outra fonte de renda estrangeira. Os detentores norte-americanos devem consultar seus próprios consultores fiscais sobre a disponibilidade do crédito fiscal estrangeiro dos Estados Unidos.

ASPECTOS LEGAIS E FISCAIS

REGULAÇÃO 219
CONTRATOS RELEVANTES 224
PROCEDIMENTOS LEGAIS 228
TRIBUTOS 234

Declarações de Informações e Retenção de Reserva

O pagamento de dividendos e receitas provenientes da venda ou outra alienação, de ADSs ou ações ordinárias ou preferenciais a um detentor norte-americano dentro dos Estados Unidos (ou através de determinados intermediários financeiros relacionados aos Estados Unidos) será geralmente sujeito a comunicação de informações, podendo estar sujeito a "retenção de segurança" a menos que o detentor norte-americano (i) é um beneficiário isento, e demonstra este fato quando solicitado, ou (ii) oportunamente fornece um número de identificação de contribuinte e certifique que nenhuma perda de isenção de retenção de segurança ocorreu e caso contrário, cumpra as exigências aplicáveis das regras de retenção na fonte. A retenção na fonte não é um imposto adicional. O valor de qualquer retenção adicional aplicável a um pagamento a um detentor norte-americano será aceito como um crédito contra o passivo de imposto de renda federal dos Estados Unidos do detentor dos EUA e poderá dar direito ao titular norte-americano a um reembolso, desde que as informações requeridas sejam fornecidas ao IRS em tempo hábil.

Os detentores norte-americanos devem consultar seus próprios consultores fiscais sobre quaisquer requisitos adicionais que possam surgir como resultado de sua aquisição, detenção ou alienação de ADSs ou de ações ordinárias ou preferenciais.

Um detentor não norte-americano geralmente estará isento do cumprimento destes requisitos de reporte de informações e imposto retido na fonte, mas pode ser obrigado a cumprir certos procedimentos de certificação e identificação para comprovar seu direito a essa isenção.

Ativos Financeiros Estrangeiros Especificados

Certos detentores norte-americanos que o próprio "ativos financeiros estrangeiros especificados" com um valor total superior a US$ 50.000 no último dia do ano fiscal ou US$ 75.000 a qualquer momento durante o ano fiscal geralmente são obrigados a apresentar uma declaração de informações junto com seu imposto devoluções, atualmente no Formulário 8938, com relação a esses valores.

"Ativos financeiros estrangeiros especificados" incluem quaisquer contas financeiras realizadas em uma instituição financeira não-norte-americana, bem como valores mobiliários emitidos por um emitente que não dos Estados Unidos (que incluiria nossas ações ordinárias e ações preferenciais e ADSs) que não são mantidos em contas mantidas pelas instituições financeiras. Limiares de notificação mais elevadas se aplicam a certos indivíduos que vivem no exterior e para certos indivíduos casados. Regulamentos estendem essa obrigação de comunicação a determinadas entidades que são tratados como formado ou aproveitado para manter interesses diretos ou indiretos em ativos financeiros estrangeiros especificados com base em determinados critérios objetivos. Os detentores norte-americanos que não conseguem comunicar as informações necessárias podem estar sujeitos a penalidades substanciais. Os potenciais investidores devem consultar seus próprios assessores tributários quanto à aplicação destas regras a seu investimento, incluindo a aplicação das regras às suas circunstâncias particulares.

Tributação relativa às 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.

ASPECTOS LEGAIS E FISCAIS

REGULAÇÃO 219
CONTRATOS RELEVANTES 224
PROCEDIMENTOS LEGAIS 228
TRIBUTOS 234

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 isso afetará os detentores norte-americanos de notas.

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, consequentemente, 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 tributários holandeses, um detentor de notas pode incluir, sem limitação:

- um proprietário de uma ou mais notas que, além do título de tais notas, tenha interesse econômico em tais notas;
- uma pessoa que ou uma entidade que detém todo o interesse econômico em uma ou mais notas;
- uma pessoa que ou uma entidade que detém uma participação em uma entidade, como uma sociedade ou um fundo mútuo, que é transparente para fins de tributação holandesa, cujos ativos compreendem uma ou mais notas; e
- uma pessoa física ou jurídica que não tenha o direito de propriedade sobre notas, mas a quem as notas são atribuídas com base no indivíduo ou entidade que detém uma participação beneficiária nas notas ou com base em disposições legais específicas, incluindo disposições estatutárias nos termos ao qual as notas são atribuídas a um indivíduo que é, ou que herdou, direta ou indiretamente, as notas de uma pessoa que foi, o instituidor, o concedente ou o originador semelhante de um fideicomisso, fundação ou entidade semelhante que detém as notas.

Os detentores de notas devem consultar seus próprios consultores fiscais sobre as conseqüências da compra, incluindo, sem limitação, as conseqüências do recebimento de juros e a venda ou outra disposição de notas ou cupons, à luz de suas circunstâncias específicas. A discussão abaixo foi incluída apenas para fins informativos gerais.

Retenção na fonte

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, 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

Note que esta seção não descreve as considerações tributárias holandesas para:

- os titulares das notas, se esses titulares e, no caso de um indivíduo, o seu parceiro ou alguns dos seus parentes por sangue ou casamento na linha direta (incluindo filhos adotivos), tiverem um interesse substancial (aanmerkelijk belang) ou considerou juros substanciais (fictief aanmerkelijk belang) na PGF sob a Lei do Imposto de Renda de 2001 (Wet inkomstenbelasting 2001). De um modo geral, um detentor de notas tem uma participação substancial na PGF se tiver, direta ou indiretamente (e, no caso de um indivíduo, sozinho ou em conjunto com certos parentes) (I) a propriedade de um direito de adquirir a propriedade. de, ou certos direitos sobre, ações representando 5 por cento ou mais ou do capital total emitido e em circulação da PGF ou do capital emitido e

ASPECTOS LEGAIS E FISCAIS

REGULAÇÃO 219
CONTRATOS RELEVANTES 224
PROCEDIMENTOS LEGAIS 228
TRIBUTOS 234

em circulação de qualquer classe de ações da PGF, ou (II) a propriedade de, ou certos direitos sobre, certificados participativos de lucro (winstbewijzen) relacionados a 5 por cento ou mais do lucro anual ou do produto da 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 pensões, instituições de investimento (fiscale beleggingsinstellingen), instituições de investimento isentas (vrijgestelde beleggingsinstellingen) (conforme definido na Lei do imposto sobre o rendimento das empresas holandesas de 1969) e outras entidades que, no todo ou em parte, não estão sujeitas para ou isentas do imposto de renda corporativo holandês; e
- detentores de notas que sejam pessoas físicas e para as quais as notas ou qualquer benefício derivado das notas sejam uma remuneração ou sejam consideradas uma remuneração por atividades realizadas por tais detentores ou certos indivíduos relacionados a tais detentores (conforme definido na Lei de Imposto de Renda de 2001).

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 detentor não é residente nem considerado residente dos Países Baixos;
- esse detentor não possui, e não se considera ter, uma empresa ou um interesse numa empresa que, no todo ou em parte, seja gerida de forma eficaz nos Países Baixos ou efetuada através de um estabelecimento (considerado) permanente (vaste inrichting) ou um representante permanente (vaste vertegenwoordiger) nos Países Baixos e a que a empresa ou parte de uma empresa as notas são atribuíveis;
- e tal detentor for uma pessoa física, tais rendimentos ou ganhos de capital não formam "benefícios de atividades diversas nos Países Baixos" *(resultaat uit overige werkzaamheden in Nederland)*, incluindo, sem limitação, atividades nos Países Baixos com relação às notas que excederem o "ativo normal" (*actief vermogensbeheer);*
- se esse detentor for uma entidade, o detentor não tem direito a uma participação nos lucros de uma empresa nem a um co-benefício do valor líquido de uma empresa, que é gerida de forma eficaz nos Países Baixos, a não ser a título de valores mobiliários, e a que empresa as notas são atribuíveis; e
- se tal detentor for uma pessoa física, o detentor não terá direito a uma participação nos lucros de uma empresa que seja efetivamente administrada nos Países Baixos, a não ser a título de valores mobiliários, e à qual empresa as notas sejam atribuíveis.

Um detentor de notas não será tratado como residente dos Países Baixos apenas por motivo da execução, entrega ou execução dos seus direitos e obrigações relacionados com as notas, da emissão das notas ou da prestação, pela PGF, das suas obrigações ao abrigo das notas.

Impostos sobre presentes e heranças

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:

- no caso de uma doação de notas sob uma condição suspensiva por uma pessoa que na data do presente não era nem residente nem considerada residente nos Países Baixos, essa pessoa é residente ou considerada residente nos Países Baixos à data de (i) o cumprimento da condição ou (ii) sua morte e a condição do presente seja cumprida após a data de sua morte; ou
- no caso de uma doação de notas por um indivíduo que na data do presente ou, no caso de um presente sob uma condição suspensiva, na data do cumprimento da condição não era nem residente nem considerado residente nos Países Baixos, tal indivíduo morre dentro de 180 dias após a data do presente ou cumprimento da condição, enquanto é residente ou considerado como residente nos Países Baixos. Para fins de impostos sobre doações e heranças holandesas, entre outros, uma pessoa que tenha

nacionalidade holandesa será considerada residente nos Países Baixos se essa pessoa tiver residido nos Países Baixos em qualquer altura durante os dez anos anteriores à data do presente ou sua morte. Além disso, para fins de imposto sobre doações na Holanda, entre outros, uma pessoa que não tenha nacionalidade holandesa será considerada residente na Holanda se essa pessoa tiver residido na Holanda a qualquer momento durante os doze meses anteriores à data do presente.

Imposto sobre o valor agregado (IVA)

Nenhum IVA holandês ocorrerá com relação a qualquer pagamento em consideração pela emissão das notas ou com relação a qualquer pagamento pela PGF do principal, juros ou prêmio (se houver) nas notas.

Outros Impostos e Taxas

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

De acordo com certas disposições do Código de Receitas Internas dos EUA de 1986 e as regulamentações do Tesouro dos EUA promulgadas sob o mesmo, comumente conhecidas como FATCA, uma "instituição financeira estrangeira" pode ser obrigada a reter determinados pagamentos que efetua ("pagamentos de passagem estrangeiros") a pessoas que não atendem a determinados requisitos de certificação, relatório ou relacionados.

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, as instituições financeiras pelas quais os pagamentos são feitos podem ser obrigadas a reter o imposto americano a uma alíquota de 30% sobre "pagamentos de passagem estrangeira" (um termo ainda não definido) pagos a um investidor que não fornece informações suficientes para a instituição determinar se o investidor é uma pessoa dos EUA ou deveria ser tratado como tendo uma "conta dos Estados Unidos" da instituição, ou para um investidor que é, ou detém as notas direta ou indiretamente através de uma instituição financeira não americana que não está em conformidade com FATCA. As regulamentações que implementam as regras sobre retenção de impostos impostas sobre "pagamentos no estrangeiro sujeitos à retenção" ainda não foram adotadas ou propostas e a Receita Federal indicou que tais regulamentos não seriam efetivos para pagamentos feitos dois anos após a data em que os regulamentos finais sobre essa questão são publicados). Detentores de nossas ações ordinárias ou preferenciais ou ADS devem consultar seus próprios consultores tributários para obter uma explicação mais detalhada da FATCA e para saber como a FATCA pode afetar cada detentor em suas circunstâncias particulares.

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.

ASPECTOS LEGAIS E FISCAIS

REGULAÇÃO 219
CONTRATOS RELEVANTES 224
PROCEDIMENTOS LEGAIS 228
TRIBUTOS 234

O Imposto sobre Transações Financeiras Propostas (FTT)

Em 14 de fevereiro de 2013, a Comissão Europeia publicou uma proposta ("Proposta da Comissão") de uma diretiva relativa a um imposto comum sobre transações financeiras na Áustria, Bélgica, Estónia, França, Alemanha, Grécia, Itália, Portugal, Eslovênia, Eslováquia e Espanha, ou os Estados-Membros participantes. No entanto, a Estônia já informou que não participará.

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 pode ser considerada como estando "estabelecida" num Estado-Membro participante numa ampla variedade de circunstâncias, incluindo (1) por transação com uma pessoa estabelecida num Estado-Membro participante ou (2) quando o instrumento financeiro que está sujeita às transações é emitido num 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.

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. Isto poderia, consequentemente, afetar o valor de mercado das notas e/ou limitar a capacidade de revender notas, mas dada a falta de certeza nessa fase, não é possível prever integralmente os efeitos do ITF proposto. 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 SOBRE AS CONSEQUÊNCIAS DA COMPRA DAS NOTAS, INCLUINDO, SEM LIMITAÇÃO, AS CONSEQUÊNCIAS DO RECEBIMENTO DE JUROS E A VENDA, RESGATE OU REEMBOLSO DAS NOTAS OU CUPONS.

Geralmente, um indivíduo, entidade, fundo ou organização domiciliada para fins fiscais fora do Brasil, ou um "Não residente", é tributado no Brasil somente quando a renda é derivada de fontes brasileiras ou quando a transação que deu origem a tais lucros 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. Geralmente, um indivíduo, entidade, fideicomisso ou organização domiciliada para imposto. A taxa do imposto de renda retido na fonte referente a pagamentos de juros é geralmente (no caso de rendimentos fixos – Consulte " – Taxa de Dividendos") 15%, a menos que (i) o detentor das notas é residente ou domiciliado em um "paraíso fiscal" (que é considerado um país ou jurisdição que não impõe qualquer imposto sobre a renda ou que impõe esse imposto a uma taxa máxima efetiva inferior a 17% ou onde a legislação local impõe restrições à divulgação da identidade dos acionistas, da propriedade dos investimentos ou do beneficiário final dos lucros distribuídos

ao não-residente – "paraíso fiscal"), caso em que a alíquota aplicável é de 25% ou (ii) essa outra taxa mais baixa conforme previsto em um tratado tributário aplicável entre o Brasil e outro país onde o beneficiário está domiciliado. 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.

Imposto de Renda Federal dos EUA

O resumo a seguir apresenta considerações importantes sobre o imposto de renda federal dos Estados Unidos que podem ser relevantes para um detentor de uma nota que seja, para fins de renda federal dos EUA, um cidadão ou residente dos Estados Unidos ou uma empresa nacional ou que esteja sujeito ao imposto de renda federal dos EUA sobre o lucro líquido com relação às notas (um "Detentor dos EUA"). Este resumo baseia-se no Código, seu histórico legislativo, regulamentos existentes e propostos pelo Tesouro dos EUA promulgados sob ele, decisões publicadas pela Receita Federal e decisões judiciais, todas como em vigor na data deste documento, todas sujeitas à mudanças ou divergências de interpretações, possivelmente com efeito retroativo. Este resumo não pretende discutir todos os aspectos do imposto de renda federal dos EUA que podem ser relevantes para classes especiais de investidores, tais como instituições financeiras, seguradoras, negociantes ou corretoras de valores mobiliários ou moedas, negociantes de valores mobiliários que decidem contabilizar seus investimentos. em notas em uma base de marcação a mercado, companhias de investimento reguladas, organizações isentas de impostos, parcerias ou parceiros, titulares sujeitos ao imposto alternativo mínimo, certos detentores de títulos de curto prazo, pessoas que cobrem sua exposição no mercado de notas ou detenham notas como parte de uma posição em uma "transação" ou como parte de uma transação de *hedge* ou "transação de conversão" para fins de impostos federais dos EUA, pessoas que firmam uma transação de "venda construtiva"

com relação às notas ou ao Detentor dos EUA cuja moeda funcional não é o dólar dos EUA. Os detentores norte-americanos devem estar cientes de que as consequências do imposto de renda federal norte-americano de manter as notas podem ser materialmente diferentes para os investidores descritos na sentença 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). Os detentores norte-americanos de títulos denominados em uma moeda diferente do dólar americano devem consultar seus consultores fiscais com relação à aplicação de regras de ganho ou perda em moeda estrangeira às notas e ao tratamento de qualquer moeda estrangeira recebida com relação às notas.

CADA INVESTIDOR DEVE CONSULTAR SEU PRÓPRIO CONSULTOR TRIBUTÁRIO COM RELAÇÃO ÀS CONSEQUÊNCIAS FISCAIS GERAIS EM SUAS CIRCUNSTÂNCIAS PARTICULARES, INCLUINDO AS CONSEQUÊNCIAS SOB OUTRAS LEIS ALÉM DAS LEIS DE IMPOSTO DE RENDA FEDERAL DOS EUA, DE UM INVESTIMENTO NAS NOTAS.

Conformidade contábil

Os detentores norte-americanos que utilizam um método de competência para fins fiscais ("detentores do método de competência") geralmente devem incluir determinados valores no resultado até o momento em que tais valores são refletidos em determinadas demonstrações financeiras (a "regra de conformidade fiscal"). A aplicação da regra de conformidade contábil/fiscal, portanto, pode exigir a acumulação de renda mais cedo do que seria o caso sob as regras fiscais gerais descritas abaixo. Não está claro para quais tipos de renda a regra de conformidade de livro/imposto se aplica, ou, em alguns casos, como a regra deve ser aplicada se for aplicável. Os detentores do método de provisão devem consultar seus consultores tributários com relação à potencial aplicabilidade da regra de conformidade fiscal/escritural à sua situação particular.

Pagamentos de Juros

O pagamento de "juros declarados qualificados", conforme definido abaixo, sobre uma nota (incluindo valores adicionais, se houver) geralmente será tributável para um Detentor dos EUA como receita de juros ordinária quando tais juros forem acumulados ou recebidos de forma efetiva ou construtiva, de acordo com o método aplicável de contabilização do Detentor Norte-Americano para fins de impostos federais dos EUA. Em geral, se o "preço de emissão" de uma nota for menor do que o "preço de resgate declarado no vencimento" em mais de um valor *de minimis*, tal nota será considerada como tendo o "desconto de emissão original" ou OID. O "preço de emissão" de uma nota é o primeiro preço pelo qual uma quantia substancial dessas notas é vendida 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 detentor norte-americano de uma nota, quer esse detentor utilize o dinheiro ou o método de acumulação da contabilidade fiscal, será obrigado a incluir na renda bruta como receita de juros ordinários a soma das "parcelas diárias" da OID na nota, se houver, para todos os dias durante o ano tributável em que o detentor dos EUA 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 detentores norte-americanos devem estar cientes de que eles geralmente devem incluir o OID na renda bruta como receita de juros ordinários para fins de imposto de renda federal dos EUA conforme acumulam, antes do recebimento do dinheiro atribuível a essa receita. 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

ASPECTOS LEGAIS E FISCAIS

REGULAÇÃO 219
CONTRATOS RELEVANTES 224
PROCEDIMENTOS LEGAIS 228
TRIBUTOS 234

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 do Detentor dos EUA. Os detentores norte-americanos devem consultar seus próprios consultores fiscais com relação à disponibilidade de créditos fiscais estrangeiros e ao tratamento de valores adicionais.

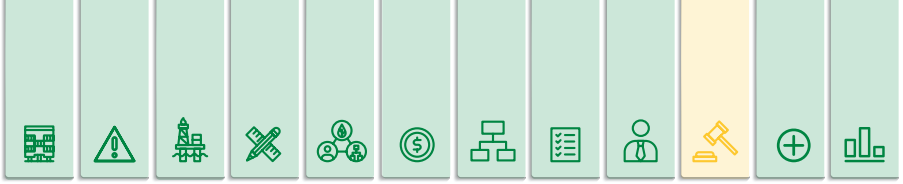
Venda ou Alienação de Notas

Um Detentor Norte-Americano geralmente reconhecerá ganho ou perda de capital na venda, troca, aposentadoria ou outra alienação de uma nota em um montante igual à diferença entre o montante realizado na venda, troca, aposentadoria ou outra alienação (além dos valores atribuíveis a acumulado de juros declarados qualificados, que serão tributados como tal) e a base tributável ajustada do detentor norte-americano na nota. A base de imposto ajustada do detentor norte-americano na nota geralmente será igual ao custo do detentor norte-americano para a nota acrescido de quaisquer valores incluídos na receita bruta pelo Detentor dos EUA como OID, se houver, e reduzido por quaisquer pagamentos que não sejam pagamentos de juros declarados qualificados sobre essa nota. Ganhos ou perdas realizadas por um Detentor dos EUA na venda, troca, retirada ou outra alienação de uma nota geralmente serão ganhos ou perdas na fonte dos EUA para fins de imposto de renda federal dos EUA, a menos que sejam atribuíveis a um escritório ou outro local fixo de negócios fora do Estados Unidos e algumas outras condições sejam atendidas. O ganho ou perda realizado por um detentor dos EUA será ganho ou perda de capital, e será ganho ou perda de capital a longo prazo se as notas forem detidas por 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 detentor norte-americano pode, sob certas circunstâncias, estar sujeito à "reserva retaguarda" com relação a certos pagamentos a esse detentor norte-americano, a menos que o detentor (i) seja um recebedor isento e demonstre esse fato quando necessário, ou (ii) forneça um número correto de identificação do contribuinte, certifica que não está sujeito a retenção na fonte de reserva e que, de outra forma, atende aos requisitos aplicáveis das regras de retenção na reserva. Qualquer quantia retida de acordo com essas regras geralmente será creditada contra o passivo do imposto de renda federal americano do Detentor dos EUA. Embora os detentores não-norte-americanos, em geral, estejam isentos de retenção preventiva, um detentor não norte-americano pode, em determinadas circunstâncias, ser obrigado a cumprir determinados procedimentos de informação e identificação para comprovar o direito a essa isenção.

Os detentores norte-americanos devem consultar seus próprios consultores fiscais sobre quaisquer requisitos adicionais de relatório que possam surgir como resultado de suas compras, detenção ou alienação das notas.



Ativos Financeiros Exteriores especificados

Certos Detentores dos EUA que possuem "ativos financeiros estrangeiros especificados" com um valor agregado superior a US$ 50.000 no último dia do ano fiscal ou US$75.000 a qualquer momento durante o ano fiscal, geralmente são obrigados a apresentar uma declaração de informações, juntamente com as suas declarações fiscais, atualmente no Formulário 8938, com relação a esses valores. 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 detentores norte-americanos que não informarem as informações necessárias poderão 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.

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

LISTA DE ANEXOS 253
ASSINATURAS 261
ABREVIAÇÕES 262
TABELA DE CONVERSÃO 263
ÍNDICE REMISSIVO PARA O FORMULÁRIO 20-F 264

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

LISTA DE ANEXOS 253
ASSINATURAS 261
ABREVIAÇÕES 262
TABELA DE CONVERSÃO 263
ÍNDICE REMISSIVO PARA O FORMULÁRIO 20-F 264

Lista de Anexos

No	Descrição
1.1	Estatuto Social aditado da Petróleo Brasileiro SA-Petrobras, datado de 4 de Março, 2020.
2.1	Escritura, datada de 15 de dezembro de 2006, entre a Petrobras International Finance Company e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.9 à Declaração de Registro da Petrobras e da Petrobras International Finance Company no Formulário F-3, arquivado na Securities and Exchange Commission em 18 de dezembro de 2006 (Arquivo nos. 333-139459 e 333-139459-01)
2.2	Quarta Escritura Suplementar, datada de 30 de Outubro de 2009, entre a Petrobras International Finance Company, Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relativa aos Títulos Globais a 6,875% com vencimento em 2040 (incorporado por referência ao Anexo 2.36 ao Relatório Anual do Formulário 20-F da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, registrado junto à Securities and Exchange Commission em 20 de Maio de 2010 (Arquivo nos. 001-15106 e 001-33121)
2.3	Garantia para os Títulos Globais a 6,875% com vencimento em 2040, datada de 30 de Outubro, 2009, entre Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência no Anexo 2.38 do Relatório anual do formulário 20-F da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, registrado junto à Securities and Exchange Commission em 20 de maio de 2010 (Arquivo nos. 001-15106 e 001-33121)
2.4	Descrição dos valores mobiliários
2.5	Contrato de Cessão Onerosa, datado de 3 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 Anexo 2.47 ao Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e Petrobras International Finance Company, registrado junto à Securities and Exchange Commission em 26 de Maio de 2011 (Arquivo nos. 001-15106 e 001-33121)
2.6	Nona Escritura Suplementar, datada de 9 de Dezembro de 2011, entre a Petrobras International Finance Company, Petrobras, The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, The Bank of New York Mellon, Agência de Londres, como Agente Pagador Principal e The Bank of New York Mellon (Luxemburgo) SA, como o agente pagador, relativa aos Títulos Globais a 5,875% com vencimento em 2022 (incorporada por referência ao Anexo 4.5 do Formulário 6-K da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, arquivado na Securities and Exchange Commission em 09 de Dezembro 2011 (Arquivo Nos. 001-15106 e 001-33121)
2.7	Garantia para os Títulos Globais a 5,875% com vencimento em 2022, datada de 9 de Dezembro de 2011, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon , como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.4 do Formulário 6-K da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, arquivados na Securities and Exchange Commission em 09 de dezembro de 2011 (Arquivo nos. 001-15106 e 001-33121)
2.8	Décima Escritura Suplementar, datada de 12 de dezembro de 2011, entre a Petrobras International Finance Company, Petrobras, The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, The Bank of New York Mellon, Agência de Londres, como Agente Pagador Principal e The Bank of New York Mellon (Luxemburgo) SA, como o agente pagador, relativa aos Títulos Globais a 6,25% com vencimento em 2026 (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do Formulário 6-K da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, arquivado na Securities and Exchange Commission em 12 de Dezembro de 2011 (Arquivo Nos. 001-15106 e 001-33121)
2.9	Garantia para osTítulos Globais a 6,25% a com vencimento 2026, datado de 12 de dezembro de 2011, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.1 do Formulário 6-K da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, arquivado na Securities and Exchange Commission em 12 de dezembro de 2011 (Arquivo nos. 001-15106 e 001-33121)

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

LISTA DE ANEXOS 253
ASSINATURAS 261
ABREVIAÇÕES 262
TABELA DE CONVERSÃO 263
ÍNDICE REMISSIVO PARA O FORMULÁRIO 20-F 264

No	Descrição
2.10	Contrato de Depósito Alterado e Atualizado, datado de 2 de janeiro de 2020, entre a Petrobras, o JPMorgan Chase Bank, NA, como depositário e detentores registrados e beneficiários efetivos de tempos em tempos das ADSs, representando as ações ordinárias da Petrobras e o recibo de ADRs evidenciando ADSs representativas das ações ordinárias da Petrobras.
2.11	Contrato de depósito alterado e atualizado, datado de 2 de janeiro de 2020, entre a Petrobras, o JPMorgan Chase Bank, NA, como depositário e detentores registrados e beneficiários efetivos de tempos em tempos das ADSs, representando as ações preferenciais da Petrobras e recibo de ADR evidenciando ADSs representando as ações preferenciais da Petrobras.
2.12	Alteração e Consolidação da Sexta Escritura Suplementar, datada de 6 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras International Finance Company, Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relativa aosTítulos Globais a 5,375% com vencimento em 2021 (incorporada por referência ao Anexo 4.2 do Formulário 6-K da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, arquivado na Securities and Exchange Commission em 06 de Fevereiro de 2012 (Arquivo nos. 001-15106 e 001-33121)
2.13	Alteração e Consolidação da Sétima Escritura Suplementar, datada de 6 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras International Finance Company, Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relativa aos Títulos Globais a 6,75% com vencimento em 2041 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do Formulário 6-K da Petrobras e da Petrobras International Finance Company, arquivado na Securities and Exchange Commission em 06 de Fevereiro de 2012 (Arquivo nos. 001-15106 e 001-33121)
2.14	Alteração e Consolidação da Garantia para os Títulos Globais a 5,375% com vencimento em 2021, datada de 6 de fevereiro de 2012, entre a Petrobras e o The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.1 do Formulário 6-K da Petrobras e Petrobras International Finance Company, arquivado na Securities and Exchange Commission em 06 de Fevereiro de 2012 (Arquivo nos. 001-15106 e 001-33121)
2.15	Alteração e Consolidação da garantia para os Títulos Globais a 6,75% com vencimento em 2041, datada de 6 de Fevereiro, 2012, entre Petrobras e Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência ao Anexo 4,4 do Formulário 6-K da Petrobras e da Petrobras Internacional Finance Company, arquivado na Securities and Exchange Commission em 06 de Fevereiro de 2012 (Arquivo nos. 001-15106 e 001-33121)
2.16	Sexta Escritura Suplementar, datada de 10 de Fevereiro de 2012, entre a Petrobras International Finance Company, Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 2.11 ao Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e Petrobras International Finance Company, arquivado na Securities and Exchange Commission em 02 de Abril de 2012 (Arquivo nos. 001-15106 e 001-33121)
2.17	Décima terceira Escritura Suplementar, datada de 10 de Fevereiro de 2012, entre a Petrobras International Finance Company, Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 2.60 ao Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras e Petrobras International Finance Company, arquivado na Securities and Exchange Commission em 02 de Abril de 2012 (Arquivo nos. 001-15106 e 001-33121)
2.18	Escritura, datada de 29 de Agosto de 2012, entre a Petrobras Global Finance BV e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.5 à Declaração de Registro no Formulário F-3 da Petrobras, Petrobras International Finance Company e da Petrobras Global Finance BV, arquivado junto à Securities and Exchange Commission em 29 de Agosto de 2012 (Arquivo nos. 333-183618, 333-183618-01 e 333-183618-02)

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

LISTA DE ANEXOS 253
ASSINATURAS 261
ABREVIAÇÕES 262
TABELA DE CONVERSÃO 263
ÍNDICE REMISSIVO PARA O FORMULÁRIO 20-F 264

No	Descrição
2.19	Segunda Escritura Suplementar, datada de 1 de Outubro de 2012, entre a Petrobras Global Finance BV, Petrobras, The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, The Bank of New York Mellon, Agência de Londres, como principal agente pagador, e The Bank of New York Mellon (Luxemburgo) SA, como agente pagador, relativo aos Títulos Globais a 4,25% com vencimento em 2023 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivado na Securities and Exchange Commission em 01 de Outubro de 2012 (Arquivo No. 001-15106)
2.20	Terceira Escritura Suplementar, datada de 1 de Outubro de 2012, entre a Petrobras Global Finance BV, Petrobras, The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, The Bank of New York Mellon, Agência de Londres, como principal agente pagador, e The Bank of New York Mellon (Luxemburgo) SA, como agente pagador, relativo aos Títulos Globais a 5,375% com vencimento em 2029 (incorporado por referência ao Anexo 4.8 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivado na Securities and Exchange Commission em 01 de Outubro de 2012 (Arquivo No. 001-15106)
2.21	Garantia para os Títulos Globais a 4,25% com vencimento em 2023, com data de 1 de Outubro de 2012, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência no Anexo 4.4 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivado na Securities and Exchange Commission em 1 de Outubro de 2012 (Arquivo nº 001-15106)
2.22	Garantia para os Títulos Globais a 5,375% com vencimento em 2029, com data de 1 de Outubro de 2012, entre a Petrobras e Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência no Anexo 4.7 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivado na Securities and Exchange Commission em 1 de Outubro de 2012 (Arquivo nº 001-15106)
2.23	Sexta Escritura Suplementar, datada de 20 de Maio, 2013, entre a Petrobras Global Finance BV, Petrobras e The Bank of New York Mellon, como depositário, relativo aos Títulos Globais a 4,37% com vencimento em 2023 (incorporado por referência ao Anexo de 4.8 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivado na Securities and Exchange Commission em 20 de Maio de 2013 (Arquivo No. 001-15106)
2.24	Sétima Escritura Suplementar, datada de 20 de Maio, 2013, entre a Petrobras Global Finance BV, Petrobras e Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relativo aos Títulos Globais a 5,625% com vencimento em 2043 (incorporada por referência no Anexo 4.11 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivado na Securities and Exchange Commissionem 20 de Maio de 2013 (Arquivo No. 001-15106)
2.25	Garantia para os Títulos Globais a 4,375% com vencimento em 2023, datada de 20 de Maio, 2013, entre Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência no Anexo 4.7 ao Formulário 6-K da Petrobras, arquivado na Securities and Exchange Commission em 20 de Maio de 2013 (Arquivo No. 001-15106)
2.26	Garantia para os Títulos Globais a 5,625% com vencimento em 2043, datada de 20 de Maio, 2013, entre Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.10 ao Formulário 6-K de Petrobras, arquivado na Securities and Exchange Commission em 20 de Maio de 2013 (Arquivo No. 001-15106)
2.27	Contrato de Partilha de Produção, datado de 02 de Dezembro de 2013, entre a Petrobras, Shell Brasil Petróleo Ltda., Total E & P do Brasil Ltda., CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda. e CNOOC Petroleum Brasil Ltda, o Governo Federal Brasileiro, Pré-Sal Petróleo S.A – PPSA e Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (incorporada por referência ao Relatório Anual no Formulário 20-F da Petrobras, arquivado na Securities and Exchange Commission em 30 de Abril de 2014 (Arquivo nº 001-15106)

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

LISTA DE ANEXOS 253
ASSINATURAS 261
ABREVIAÇÕES 262
TABELA DE CONVERSÃO 263
ÍNDICE REMISSIVO PARA O FORMULÁRIO 20-F 264

No	Descrição
2.28	Décima Primeira Escritura Suplementar, datada de 14 de Janeiro, 2014, entre a Petrobras Global Finance BV, Petrobras, The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, The Bank of New York Mellon, Agência de Londres, como principal agente pagador, e The Bank of New York Mellon (Luxemburgo) SA, como o agente pagador, relativo aos Títulos Globais a 3,750% com vencimento em 2021 (incorporada por referência ao Anexo 4.5 ao Formulário 6-K da Petrobras, arquivados na Securities and Exchange Commission em 14 de Janeiro de 2014 (Arquivo No. 001-15106)
2.29	Décima Segunda Escritura Suplementar, datada de 14 de Janeiro de 2014, entre a Petrobras Global Finance BV, Petrobras, The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, The Bank of New York Mellon, Agência de Londres, como principal agente pagador, e The Bank of New York Mellon (Luxemburgo) SA, como o agente pagador, relativo aos Títulos Globais a 4.75% com vencimento em 2025 (incorporado por referência ao Anexo 4.8 ao Formulário 6-K da Petrobras, arquivados na Securities and Exchange Commission em 14 de Janeiro de 2014 (Arquivo No. 001-15106)
2.30	Décima terceira Escritura Suplementar, datada de 14 de Janeiro de 2014, entre a Petrobras Global Finance BV, Petrobras, The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, The Bank of New York Mellon, Agência de Londres, como principal agente pagador, e The Bank of New York Mellon (Luxemburgo) SA, como o agente pagador, relativo aos Títulos Globais a 6,625% com vencimento em 2034 (incorporada por referência ao Anexo 4.11 ao Formulário 6-K da Petrobras, arquivados na Securities and Exchange Commission em 14 de Janeiro, 2014 (Arquivo No. 001-15106)
2.31	Garantia para os Títulos Globais a 3,75% com vencimento em 2021, datado de 14 de Janeiro de 2014, entre Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência no Anexo 4.4 ao Formulário 6-K da Petrobras, arquivados na Securities and Exchange Commission em 14 de Janeiro de 2014 (Arquivo No. 001-15106)
2.32	Garantia para os Títulos Globais a 4,75% com vencimento em 2025, datada de 14 de Janeiro, 2014, entre Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência no Anexo 4.7 ao Formulário 6-K de Petrobras, arquivados na Securities and Exchange Commission em 14 de Janeiro de 2014 (Arquivo No. 001-15106)
2.33	Garantia para os Títulos Globais a 6,625% com vencimento em 2034, datada de 14 de Janeiro, 2014, entre Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.10 ao Formulário 6-K da Petrobras, arquivados na Securities and Exchange Commission em 14 deJaneiro de 2014 (Arquivo No. 001-15106)
2.34	Decima Sexta Emissão Suplementar, datada de 17 de Março, 2014, entre Petrobras Global Finance BV, Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relativo aos Títulos Globais a 6,250% com vencimento em 2024 (incorporado por referência ao Anexo 4.8 ao Formulário 6-K da Petrobras, arquivados na Securities and Exchange Commission em 17 de Março de 2014 (Arquivo nº 001-15106)
2.35	Decima Setima Emissão Suplementar, datada de 17 de Março, 2014, entre Petrobras Global Finance BV, Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relativo aos Títulos Globais a 7,250% com vencimento em 2044 (incorporada por referência no Anexo 4.11 ao Formulário 6-K da Petrobras, arquivados na Securities and Exchange Commission em 17 de Março de 2014 (Arquivo nº 001-15106)
2.36	Decima Nona Escritura Suplementar, datada de 17 de Março de 2014, entre a Petrobras Global Finance BV, Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relativa aos Títulos Globais a Taxas Flutuantes com vencimento em 2020 (incorporada por referência ao Anexo 4.17 ao Formulário 6-K da Petrobras, arquivados na Securities and Exchange Commission em 17 de Março de 2014 (Arquivo nº 001-15106)

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

LISTA DE ANEXOS 253
ASSINATURAS 261
ABREVIAÇÕES 262
TABELA DE CONVERSÃO 263
ÍNDICE REMISSIVO PARA O FORMULÁRIO 20-F 264

No	Descrição
2.37	Garantia para osTítulos Globais a 6,250%com vencimento em 2024, datada de 17 de Março de 2014, entre Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência no Anexo 4.7 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivados na Securities and Exchange Commission em 17 de Março de 2014 (Arquivo nº 001-15106)
2.38	Garantia para os Títulos Globais a 7,250% com vencimento em 2044, datada de 17 de Março de 2014, entre Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.10 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivados na Securities and Exchange Commission em 17 de Março de 2014 (Arquivo nº 001-15106)
2.39	Garantia para os Titulos Globais de Taxas Flutuantes com vencimento em 2020, datado de 17 de Março de 2014, entre Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência no Anexo 4.16 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivados na Securities and Exchange Commission em 17 de Março de 2014 (Arquivo nº 001-15106)
2.40	Sétima Escritura Suplementar, datada de 28 de Dezembro de 2014, entre a Petrobras International Finance Company SA, a Petrobras Global Finance BV, Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.1 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivada na Securities and Exchange Commission em 15 de Janeiro de 2015 (Arquivo nº 001-15106)
2.41	Décima Quarta Escritura Suplementar, datada de 28 de Dezembro de 2014, entre a Petrobras International Finance Company SA, a Petrobras Global Finance BV, Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivada na Securities and Exchange Commission em 15 de Janeiro de 2015 (Arquivo nº 001-15106)
2.42	Primeira Emenda às Garantias, datada de 28 de Dezembro de 2014, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.3 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivado na Securities and Exchange Commission em 15 de Janeiro de 2015 (Arquivo No. 001-15106)
2.43	Vigésima Escritura Suplementar, datada de 5 de Junho de 2015, entre Petrobras Global Finance BV, Petrobras e Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relativa aos Títulos Globais a 6,850% com vencimento em 2115 (incorporada por referência no Anexo 4.2 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivado na Securities and Exchange Commission em 05 de Junho de 2015 (Arquivo No. 001-15106)
2.44	Garantia para os Títulos Globais a 6,850% com vencimento em 2115, com data de 5 de Junho de 2015, entre Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência no Anexo 4.1 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivados na Securities and Exchange Commission em 05 de Junho de 2015 (Arquivo No. 001-15106)
2.45	Vigésima Primeira Escritura Suplementar, datada de 23 de Maio de 2016, entre Petrobras Global Finance BV, Petrobras e The Bank of New York Mellon, relativa aos Títulos Globais a 8,375% com vencimento em 2021 (incorporada por referência no Anexo 4.2 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivado na Securities and Exchange Commission em 23 de Maio de 2016 (Arquivo No. 01-15106)
2.46	Alteração e Consolidação Vigésima Primeira Escritura Suplementar, datada de 13 de Julho, 2016, entre a Petrobras Global Finance BV, Petrobras e The Bank of New York Mellon, relativa aos Títulos Globais a 8,375% com vencimento em 2021 (incorporada por referência ao Anexo 4.2 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivados na Securities and Exchange Commission em 13 de Julho de 2016 (Arquivo No. 01-15106)
2.47	Vigésima Segunda Escritura Suplementar, datada de 23 de Maio de 2016, entre Petrobras Global Finance BV, Petrobras e The Bank of New York Mellon, relativa aos Títulos Globais a 8,750% com vencimento em 2026 (incorporada por referência no Anexo 4.5 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivado na Securities and Exchange Commission em 23 de Maio de 2016 (Arquivo No. 01-15106)

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

LISTA DE ANEXOS 253
ASSINATURAS 261
ABREVIAÇÕES 262
TABELA DE CONVERSÃO 263
ÍNDICE REMISSIVO PARA O FORMULÁRIO 20-F 264

No	Descrição
2.48	Alteração e Consolidação Vigésima Segunda Escritura Suplementar, datada de 13 de Julho de 2016, entre a Petrobras Global Finance BV, Petrobras e The Bank of New York Mellon, relativa aos Títulos Globais a 8,750% com vencimento em 2026 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivados na Securities and Exchange Commission em 13 de Julho de 2016 (Arquivo No. 01-15106)
2.49	Vigésima Terceira Escritura Suplmentar, datada de 17 de Janeiro de 2017, entre Petrobras Global Finance BV, Petrobras e The Bank of New York Mellon, relativa aos Títulos Globais a 6,125% com vencimento em 2022 (incorporada por referência no Anexo 4.2 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivados na Securities and Exchange Commission em 17 de Janeiro de 2017 (Arquivo No. 01-15106)
2.50	Vigésima Quarta Escritura Suplementar, datada de 17 de Janeiro de 2017, entre a Petrobras Global Finance BV, Petrobras e The Bank of New York Mellon, relativa aos Títulos Globais a 7,375% com vencimento em 2027 (incorpordo por referência ao Anexo 4.5 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivados na Securities and Exchange Commission em 17 de Janeiro de 2017 (Arquivo No. 01-15106)
2.51	Garantia para os Títulos Globais a 8,375% com vencimento em 2021, datada de 23 de Maio de 2016, entre Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência no Anexo 4.1 do Formulário 6-K de Petrobras, arquivados na Securities and Exchange Commission em 23 de Maio de 2016 (Arquivo No. 01-15106)
2.52	Alteração e Reapresentação da garantia para os Títulos Globais a 8,375% com vencimento em 2021, datada de 13 de Julho de 2016, entre Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência no Anexo 4.1 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivada na Securities and Exchange Commission em 13 Julho de 2016 (Arquivo No. 01-15106)
2.53	Garantia para os Títulos Globais a 8,750% com vencimento em 2026, datada de 23 de Maio de 2016, entre Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência no Anexo 4.4 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivados na Securities and Exchange Commission em 23 de Maio de 2016 (Arquivo No. 01-15106)
2.54	Alteração e Reapresentação da garantia para os Títulos Globais a 8,750% com vencimento em 2026, datada de 13 de Julho de 2016, entre Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência no Anexo 4.4 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivada na Securities and Exchange Commission em 13 Julho de 2016 (Arquivo No. 01-15106)
2.55	Alteração e Consolidação da garantia para os Títulos Globais a 6,125% com vencimento em 2022, datada de 22 de Maio de 2017, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência no Anexo 4.1 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivada na Securities and Exchange Commission em 22 de Maio de 2017 (Arquivo No. 01-15106)
2.56	Alteração e Consolidação da garantia para os as Títulos Globais a 7,375% com vencimento em 2027, datada de 22 de Maio de 2017, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência no Anexo 4.4 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivada na Securities and Exchange Commission em 22 de Maio de 2017 (Arquivo No. 01-15106)
2.57	Alteração e Consolidação da Vigésima Terceira Escritura Suplementar, datada de 17 de Janeiro de 2017, entre a Petrobras Global Finance BV, Petrobras e The Bank of New York Mellon, relativa aos Títulos Globais a 6,125% com vencimento em 2022 (incorporada por referência ao Anexo 4.2 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivada na Securities and Exchange Commission em 22 de Maio, 2017 (Arquivo No. 01-15106)

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

LISTA DE ANEXOS 253
ASSINATURAS 261
ABREVIAÇÕES 262
TABELA DE CONVERSÃO 263
ÍNDICE REMISSIVO PARA O FORMULÁRIO 20-F 264

No	Descrição
2.58	Alteração e Consolidação da Vigésima Quarta Escritura Suplementar, datada de 22 de Maio de 2017, entre a Petrobras Global Finance BV, Petrobras e The Bank of New York Mellon, relativa aos Títulos Globais a 7,375% com vencimento em 2027 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivada na Securities and Exchange Commission em 22 de Maio de 2017 (Arquivo No. 01-15106)
2.59	Alteração e Reformulação da Décima Sétima Escritura Suplementar, datada de 22 de Maio de 2017, entre Petrobras Global Finance BV, Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário, relativa aos Títulos Globais a 7,250% com vencimento em 2044 (incorporado por referência ao Anexo de 4.8 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivada na Securities and Exchange Commission em 22 de Maio de 2017 (Arquivo No. 01-15106)
2.60	Escritura, datada de 27 de Setembro de 2017, entre a Petrobras Global Finance BV, Petrobras e The Bank of New York Mellon, como agente fiduciário, relativa aos Títulos Globais a 5,299% com vencimento em 2025.
2.61	Escritura, datada de 27 de Setembro de 2017, entre a Petrobras Global Finance BV, Petrobras e The Bank of New York Mellon, como agente fiduciário, relativa aos Títulos Globais a 5,999% com vencimento em 2028.
2.62	Garantia para os Títulos Globais a 5,299% com vencimento em 2025, datado de 27 de Setembro de 2017, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência no Anexo 4.96 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivado na Securities and Exchange Commission em 27 de Julho de 2018 (Arquivo No. 333-226375)
2.63	Garantia para os Títulos Globais a 5,999% com vencimento em 2028, datada de 27 de Setembro de 2017, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência no Anexo 4.97 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivados na Securities and Exchange Commission em 27 de Julho de 2018 (Arquivo No. 333-226375)
2.64	Vigésima Quinta Escritura Suplementar, datada de 1 de Fevereiro de 2018, entre a Petrobras Global Finance BV, Petrobras e The Bank of New York Mellon, relativa aos Títulos Globais a 5,750% com vencimento em 2029 (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivado na Securities and Exchange Commission em 01 de Fevereiro de 2018 (Arquivo No. 001-15106)
2.65	Garantia para os Títulos Globais a 5,750% com vencimento em 2029, datada de 1 de Fevereiro de 2018, entre a Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência no Anexo 4.1 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivada na Securities and Exchange Commission em 01 de Fevereiro de 2018 (Arquivo No. 001-15106)
2.66	Escritura, datada de 28 de Agosto de 2018 entre a Petrobras e The Bank of New York, como Agente Fiduciário (incorporado por referência ao Anexo 4.3 à Declaração de Registro da Petrobras e Petrobras Global Finance no Formulário F-3, arquivado junto à Securities and Exchange Commission em 28 de Agosto de 2018 (arquivo nos. 333-227087 e 333-227087-01)
2.67	Escritura, datada de 28 Agosto de 2018, entre a Petrobras Global Finance BV e The Bank of New York, como depositário (incorporado por referência ao Anexo 4.4 do Registro da Petrobras e da Petrobras Global Finance BV no Formulário F-3, arquivado na Securities and Exchange Commission em 28 de Agosto de 2018 (Arquivo nos. 333-227087 e 333-227087-01)
2.68	Alteração e Consolidação da Garantia para os Títulos Globais a 5,750% com vencimento em 2029, datada de 19 de Março de 2019, entre Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência no Anexo 4.1 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivada na Securities and Exchange Commission em 19 de Março de 2019 (Arquivo No. 001-15106)

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

LISTA DE ANEXOS 253
ASSINATURAS 261
ABREVIAÇÕES 262
TABELA DE CONVERSÃO 263
ÍNDICE REMISSIVO PARA O FORMULÁRIO 20-F 264

No	Descrição
2.69	Alteração e Consolidação da Vigesima Quinta Escritura Suplementar para os Títulos Globais a 5,750% com vencimento em 2029, datada de 19 de Março de 2019, entre Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência no Anexo 4.2 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivada na Securities and Exchange Commission em 19 de Março de 2019 (Arquivo nº 001-15106)
2.70	Garantia para Títulos Globais a 6,90% com vencimento em 2049, datada de 19 de Março de 2019, entre Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência no Anexo 4.5 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivada na Securities and Exchange Commission em 19 de Março de 2019 (Arquivo nº 001-15106)
2.71	Primeiro Escritura Suplementar para os Títulos Globais a 6,90% com vencimento em 2049, datado de 19 de Março de 2019, entre Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência no Anexo 4.6 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivada na Securities and Exchange Commission em 19 de Março de 2019 (Arquivo No. 001-15106)
2.72	Alteração e Consolidação de Garantia de dos TítulosTítulos Globais a 7,250% com vencimento em 2044, datada de 17 de Março de 2014, entre Petrobras e The Bank of New York Mellon, como Agente Fiduciário (incorporada por referência no Anexo 4.7 do Formulário 6-K da Petrobras, arquivado na Securities and Exchange Commission em 22 de Maio de 2017 (Arquivo No. 001-15106)
4.1	Forma de 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 Anexo 10.1 do Registro da Petrobras no Formulário F-1, arquivado na Securities and Exchange Commission em 14 de Julho de 2000 (Arquivo nº 333-12298)). Este foi um depósito de papel, e não está disponível no website da SEC.
4.2	Contrato de Compra e Venda de gás natural, firmado entre a Petrobras e a Yacimientos Petrolífero Fiscales Bolivianos-YPFB (juntamente com uma versão em Inglês) (incorporada por referência ao Anexo 10.2 da Declaração de Registro da Petrobras no Formulário F-1 arquivado junto à Securities and Exchange Commission em 14 de Julho de 2000 (Arquivo No. 333-12298). Este foi um depósito de papel, e não está disponível no website da SEC. Até o momento sete Aditivos do GSA foram concluídos desde a sua celebração em 16 de Agosto de 1996, de modo que o GSA continua em vigor.
8.1	Lista de subsidiárias.
12.1	Certificações de acordo com a Seção 302 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002.
13.1	Certificações de acordo com a Seção 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002.
15.1	Carta de consentimento da KPMG.
15.2	Carta de consentimento da DeGolyer and MacNaughton.
15,3	Produção de hidrocarbonetos por área geográfica.
15,4	Lista dos nossos navios.
99,1	Relatórios de Terceiros da DeGolyer and MacNaughton.
101.INS	Documento XBRL
101.SCH	Documento com a estrutura da taxonomia XBRL
101.CAL	Documento com cálculo da taxonomia XBRL
101.DEF	Documento com definição da taxonomia XBRL
101.LAB	Documento com nomenclaturas da taxonomia XBRL
101.PRE	Documento para apresentação da taxonomia XBRL

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

LISTA DE ANEXOS 253
ASSINATURAS 261
ABREVIAÇÕES 262
TABELA DE CONVERSÃO 263
ÍNDICE REMISSIVO PARA O FORMULÁRIO 20-F 264

Assinaturas

A requerente certifica que cumpre todas as exigências para o arquivamento do Formulário 20-F e fez com que este relatório anual fosse assinado em seu nome pelo abaixo-assinado, devidamente autorizado, na cidade do Rio de Janeiro, em 20 de março de 2020.

Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS

Por: _____

Nome: /s/ Roberto da Cunha Castello Branco

Cargo: Diretor Presidente

Por: _____

Nome: /s/ Andrea Marques de Almeida

Cargo: Diretora Financeira e de Relacionamento com Investidores

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

LISTA DE ANEXOS 253
ASSINATURAS 261
ABREVIAÇÕES 262
TABELA DE CONVERSÃO 263
ÍNDICE REMISSIVO PARA O FORMULÁRIO 20-F 264

Abreviações

bbl	Barris
bcf	Bilhões de pés cúbicos
bn	Bilhão (mil milhões)
bnbbl	Bilhões de barris
bncf	Bilhões de pés cúbicos
bnm^3	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
km^2	Quilômetros quadrados
m^3	Metro cúbico
mbbl	Milhares de barris
mbbl/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 pes cúbicos
mcf/d	Milhares de pés cúbicos por dia
mm^3	Milhares de metros cúbicos
mm^3/d	Milhares de metros cúbicospor dia
mm^3/a	Milhares de metros cúbicos por ano
mmbbl	Milhões de barris
mmbbl/d	Milhões de barris por dia
mmboe	Milhões de barris de 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
mmm^3	Milhões de metros cúbicos
mmm^3/d	Milhões de metros cúbicos por dia
mmt	Milhões de toneladas métricas
mmt/y	Milhões de toneladas métricas por ano
MW	Megawatts
MW medios	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

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

LISTA DE ANEXOS 253
ASSINATURAS 261
ABREVIAÇÕES 262
TABELA DE CONVERSÃO 263
ÍNDICE REMISSIVO PARA O FORMULÁRIO 20-F 264

Tabela de Conversão

1 acre	=	43,560 pés quadrados	=	0.004047 km^2
1 barril	=	42 galoes americanos	=	Aroximadamente 0.13 t de petróleo
1 boe	=	1 barril de óleo equivalente	=	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 (presumindo-se um índice de pressão atmosférica de 37°API)

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

LISTA DE ANEXOS 253
ASSINATURAS 261
ABREVIAÇÕES 262
TABELA DE CONVERSÃO 263
ÍNDICE REMISSIVO PARA O FORMULÁRIO 20-F 264

Índice Remissivo para o Formulário 20-F

Formulário 20-F	Localização neste Relatório Anual		Páginas
	Aviso		4
	Glossário de determinados termos usados neste relatório anual		6
	Sobre nós		11
	▮ Dados Financeiros Selecionados		13
	▮ Visão Geral		15
	PARTE I		
Item 1.	**Identidade de conselheiros, diretores e consultores**	*Não aplicável*	-
Item 2.	**Estatísticas de oferta e cronograma esperado**	*Não aplicável*	-
Item 3.	**Informações Fundamentais**		
	A. Dados financeiros selecionados	Sobre nós (Dados financeiros selecionados)	13; 15
	B. Capitalização e endividamento	*Não aplicável*	-
	C. Razões para a oferta e uso de receitas	*Não aplicável*	-
	D. Fatores de Riscos	Riscos	20
Item 4.	**Informações da Companhia**		
	A. História e desenvolvimento da companhia	Sobre nós (*Overview*)	15
	B. Visão geral do negócio	Sobre nós (*Overview*); Nossos negócios; Gestão de Portfolio; Plano Estratégico 2020-2024; Legal and Impostos (Regulação)	15; 41; 103; 112; 214
	C. Estrutura Organizacional	Visão Geral; Anexo 8.1 – Lista de Subsidiarias	15; -
	D. Imobilizado	Nossos Negócios; Aspectos Legais e Fiscais (Regulação)	41; 214
Item 4A.	**Comentários da equipe não resolvidos**	*Nenhum*	-
Item 5.	**Análise e perspectivas operacionais e financeiras**		
	A. Resultados operacionais	Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras	133
	B. Liquidez e Recursos de Capitais	Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras (Liquidez e Recursos de Capitais)	147
	C. Pesquisa e desenvolvimento, patentes e licenças etc.	Planejamento Estratégico (Transformação Digital)	118
	D. Informações sobre Tendências	Nossos Negócios	41
	E. Operações Extrapatrimoniais	Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras (outras Informações – Operações Extrapatrimoniais)	159
	F. Divulgação tabular de obrigações contratuais	Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras (Outras Informações – Obrigações Contratuais)	159
	G. "Porto Seguro"	Declarações prospectivas	4
Item 6.	**Conselho, Diretoria e Empregados**		
	A. Conselheiros e Diretores	Gestão e Empregados (Gestão)	162
	B. Remuneração	Gestão e Empregados (Gestão – Remuneração)	174
	C. Práticas do Conselho	Gestão e Empregados (Gestão)	162

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

LISTA DE ANEXOS 253
ASSINATURAS 261
ABREVIAÇÕES 262
TABELA DE CONVERSÃO 263
ÍNDICE REMISSIVO PARA O FORMULÁRIO 20-F 264

Formulário 20-F	Localização neste Relatório Anual		Páginas
	D. Empregados	Gestão e Empregados (Empregados)	183
	E. Propriedade das Ações	Informações aos Acionistas (Ações e Acionistas) e Gestão e Empregados (Propriedades ds Ações)	197; 198; 175
Item 7.	**Principais acionistas e transações com partes relacionadas**		
	A. Principais Acionistas	Informações aos Acionistas (Ações e Acionistas)	198
	B. Transações com Partes Relacionadas	Gestão e Empregados (Transações com Partes Relacionadas)	181
	C. Interesses de especialistas e advogados	*Não aplicável*	-
Item 8.	**Informações Financeiras**		
	A. Demonstrações consolidadas e outras informações financeiras	Demonstrações Financeiras; Procedimentos legais; Informações aos Acionistas (Dividendos)	F-1; 223; 206
	B. Mudanças significativas	*Não aplicável*	-
Item 9.	**Oferta e Listagem**		
	A. Detalhes da oferta e da listagem	*Não aplicável*	-
	B. Plano de distribuição	*Não aplicável*	-
	C. Mercados	Informações aos Acionistas (Listagem)	197
	D. Acionistas vendedores	*Não aplicável*	-
	E. Diluição	*Não aplicável*	-
	F. Despesas da emissão	*Não aplicável*	-
Item 10.	**Informações Adicionais**		
	A. Capital Social	Informações aos Acionistas (Ações e Acionistas)	197; 198
	B. Memorandum and articles of association	Informações aos Acionistas (Direitos dos Acionistas); Meio Ambiente, Social e Governança	202; 130
	C. Contratos Relevantes	Aspectos Legais e Fiscais (Contratos Relevantes)	219
	D. Controle de Câmbio	Informações aos Acionistas (Informações Adicionais aos Investidores Estrangeiros)	210
	E. Impostos	Aspectos Legais e Fiscais (Impostos)	229
	F. Dividendos e agentes pagadores	*Não aplicável*	-
	G. Declaração de especialistas	Nossos Negócios (Preparação de estimativas de reservas)	58
	Documentos em exibição	Documentos em exibição	5
	I. Informações subsidiárias	*Não aplicável*	-
Item 11.	**Divulgações Qualitativas e Quantitativas sobre o Risco de Mercado**	Riscos (Divulgações sobre Riscos de Mercado)	38
Item 12.	**Descrição de valores mobiliários que não sejam títulos de capital próprio**		
	A. Títulos de dívida	*Não aplicável*	-
	B. Garantias e Direitos	*Não aplicável*	-
	C. Outros Valores Mobiliários	*Não aplicável*	-
	D. Ações Depositárias Americanas	Informações aos Acionistas (Informações Adcionais aos Investidores Estrangeiros - NYSE)	210

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

LISTA DE ANEXOS 253
ASSINATURAS 261
ABREVIAÇÕES 262
TABELA DE CONVERSÃO 263
ÍNDICE REMISSIVO PARA O FORMULÁRIO 20-F **264**

Formulário 20-F	Localização neste Relatório Anual		Páginas
	PARTE II		
Item 13.	**Inadimplência, atrasos em dividendos e inadimplências**	*Nenhum*	-
Item 14.	**Modificações materiais nos direitos dos detentores de valores mobiliários e uso dos recursos**	*None*	-
Item 15.	**Controles e Procedimentos**	Conformidade e Controles Internos	190
Item 16A.	**Especialista Financeiro do Comitê de Auditoria**	Gestão e Empregados (Gestão – Comitês Estatutários do Conselho)	175
Item 16B.	**Código de Ética**	*Compliance* e Controles Internos	190
Item 16C.	**Honorários de Auditoria e Serviços do Principal Auditor**	Gestão e Empregados (Gestão – Comitê de Auditoria - Honorários de Auditoria e Serviços do Principal Auditor)	178
Item 16D.	**Isenções de normas de registro para comitês de auditoria**	Gestão e Empregados (Gestão – Comitê de Auditoria)	177
Item 16E.	**Compra de títulos do capital pela emitente e compradoras afiliadas**	Informações aos Acionistas (Informações Adicionais aos Acionistas Estrangeiros – Compra de títulos do capital pela emitente e compradoras afiliadas)	212
Item 16F.	**Mudança do contador de certificação da requerente**	*Não aplicável*	-
Item 16G.	**Governança Corporativa**	Gestão e Empregados (Gestão – Comparação de nossas práticas de governança corporativa com os requisitos de governança corporativa da NYSE aplicáveis às empresas dos EUA)	179
Item 16H.	**Divulgação de segurança de minas**	*Não aplicável*	-
	PARTE III		
Item 17.	**Demonstrações Financeira**	*Não aplicável*	-
Item 18.	**Demonstrações Financeira**	Demonstrações Financeiras	F-1
Item 19.	**Anexos**	Lista de Anexos	246
		Assinaturas	254
		Abreviações	255
		Tabela de Conversão	256
		Indice Remissivo para o Formulário 20-F	257

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

PETROBRAS

DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

Em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017 com relatório de revisão da firma registrada de auditoria independente

(Tradução livre do original em inglês)

Parecer dos auditores independentes registrados no PCAOB (Demonstrações Financeiras Consolidadas) F-3
Parecer dos auditores independentes registrados no PCAOB (Controle Interno dos Relatórios Financeiros) F-10
Relatório da administração em relação aos controles internos sobre relatórios financeiros F-13
Balanço Patrimonial Consolidado F-14
Demonstração do Resultado Consolidada F-15
Demonstração do Resultado Abrangente Consolidada F-16
Demonstração do Fluxo de Caixa Consolidada F-17
Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido Consolidada F-18
NOTAS EXPLICATIVAS F-19
1. A companhia e suas operações F-19
2. Base de elaboração F-20
3. Sumário das principais práticas contábeis F-22
4. Estimativas e julgamentos relevantes F-22
5. Novas normas e interpretações F-27
6. Gestão de Capital F-30
7. Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários F-30
8. Receita de vendas F-29
9. Custos e Despesas por natureza F-31
10. Outras receitas (despesas) operacionais líquidas F-32
11. Resultado financeiro líquido F-32
12. Resultado por Segmento F-34
13. Contas a receber F-40
14. Estoques F-41
15. Fornecedores F-42
16. Tributos F-42
17. Salários, férias, encargos e participações F-50
18. Benefícios pós-emprego – Planos de pensão e saúde F-51
19. Processos judiciais e contingências F-61
20. Provisões para desmantelamento de áreas F-75
21. Operação Lava Jato" e seus reflexos na Companhia F-70
22. Compromisso de compra de gás natural F-70
23. Imobilizado F-71
24. Intangível F-81
25. Redução ao valor recuperável dos ativos (*Impairment*) F-83
26. Atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás natural F-85
27. Garantias aos contratos de concessão para exploração de petróleo F-86
28. Parcerias em atividades de exploração e produção F-93
29. Investimentos F-90
30. Vendas de ativos e outras reestruturações societárias F-94
31. Informações por Segmento - Ativo F-102
32. Financiamentos F-103
33. Arrendamentos F-107
34. Patrimônio líquido F-110
35. Valor justo dos ativos e passivos financeiros F-113
36. Gerenciamento de riscos F-113
37. Partes relacionadas F-122
38. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa F-126
39. Informação sobre Títulos Emitidos por Subsidiárias e Garantidos pela Petrobras F-126
Informação Complementar (não auditada) F-127

KPMG Auditores Independentes
Rua do Passeio, 38, setor 2, 17º andar - Centro/RJ
Edifício Passeio Corporate
20021-290 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil
Telefone +55 (21) 2207-9400, Fax +55 (21) 2207-9000
www.kpmg.com.br

Parecer dos auditores independentes registrados no PCAOB (*)

(Uma tradução livre do original em inglês)

Aos
Acionistas e ao Conselho de Administração da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras
Rio de Janeiro – RJ

Opinião sobre as Demonstrações Financeiras Consolidadas

Auditamos o balanço patrimonial consolidado da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras e subsidiárias ("Companhia") em 31 de dezembro 2019 e 2018, as respectivas demonstrações de resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para cada um dos anos no período de três anos findo em 31 de dezembro de 2019, e as respectivas notas explicativas (em conjunto denominadas "demonstrações financeiras consolidadas"). Em nossa opinião, as demonstrações financeiras consolidadas apresentam adequadamente, em todos os aspectos materiais, a posição financeira da Companhia em 31 de dezembro de 2019 e 2018, os resultados de suas operações e seus fluxos de caixa para cada um dos anos no período de três anos findo em 31 de dezembro de 2019, de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro emitidas pelo International Accounting Standards Board.

Também auditamos, de acordo as normas do Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias Abertas (Estados Unidos da América) (PCAOB – Public Company Accounting Oversight Board), os controles internos da Companhia referentes ao processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras consolidadas em 31 de dezembro de 2019, com base no critério estabelecido no Internal Control – Integrated Framework (2013) emitido pelo Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission, no qual emitimos uma opinião sem ressalvas, datada de 20 de março de 2020, sobre a efetividade dos controles internos da Companhia referentes ao processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras consolidadas.

Mudança de princípio contábil

Conforme nota 2.3 das demonstrações financeiras consolidadas, a Companhia alterou seu método de contabilização dos contratos de arrendamento mercantil a partir de 1º de janeiro de 2019, devido à adoção do IFRS 16 "Arrendamento".

Base para opinião

A administração da Companhia é responsável por essas demonstrações financeiras consolidadas. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas

KPMG Auditores Independentes, uma sociedade simples brasileira e firma-membro da rede KPMG de firmas-membro independentes e afiliadas à KPMG International Cooperative ("KPMG International"), uma entidade suíça.

KPMG Auditores Independentes, a Brazilian entity and a member firm of the KPMG network of independent member firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity.

demonstrações financeiras consolidadas com base em nossas auditorias. Nós somos auditores registrados no Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias Abertas (Estados Unidos da América) (PCAOB – Public Company Accounting Oversight Board) e requeridos a ser independentes da Companhia de acordo com as leis federais dos Estados Unidos sobre títulos e valores mobiliários e, regras e regulamentos aplicáveis a Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos e o PCAOB.

Conduzimos nossas auditorias de acordo com as normas do PCAOB. Estas normas requerem que uma auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras consolidadas não contêm erros materiais, seja por erro ou fraude. Nossas auditorias incluíram procedimentos para avaliar os riscos de erros materiais sobre estas demonstrações financeiras consolidadas, seja por erro ou fraude, e procedimentos para mitigar estes riscos. Tais procedimentos compreendem ainda a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados nas demonstrações financeiras consolidadas. Nossa auditoria também inclui a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela administração, bem como da apresentação das demonstrações financeiras consolidadas tomadas em conjunto. Acreditamos que nossas auditorias proporcionam uma base adequada para emitirmos nossa opinião.

Assuntos críticos de auditoria

Os assuntos críticos de auditoria comunicados abaixo são assuntos que se refere a auditoria das demonstrações financeiras consolidadas do período corrente que foram comunicados ou requeridos a serem comunicados ao Comitê de Auditoria e que: (1) estão relacionados com contas ou divulgações que são materiais para as demonstrações financeiras consolidadas e (2) envolveram julgamentos desafiadores, subjetivos e complexos. A comunicação sobre os assuntos críticos de auditoria não alteram de maneira nenhuma nossa opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas tomadas em conjunto, e, por termos comunicado os assuntos críticos de auditoria abaixo, nós não emitimos opiniões separadas sobre os assuntos críticos de auditoria, ou sobre as contas contábeis e divulgações a que eles se referem.

Mensuração da obrigação atuarial dos planos de pensão com benefício definido e de saúde

Conforme Notas Explicativas 4.4 e 18 das demonstrações financeiras consolidadas em 31 de dezembro de 2019, a Companhia patrocina planos de pensão com benefício definido e planos de saúde que asseguram a complementação de benefícios de aposentadoria e assistência médica a seus empregados. Em 31 de dezembro de 2019, as obrigações destes planos de pensão e médico eram USD 26.494 milhões. A determinação da obrigação atuarial dos planos de pensão e saúde é dependente, em parte, da seleção de certas premissas atuariais. Tais premissas incluem a taxa de desconto e os custos médicos projetados. A Companhia contrata atuários externos para auxiliar no processo de avaliação das premissas atuariais e no cálculo da obrigação dos planos de pensão e de saúde.

Consideramos a mensuração da obrigação atuarial dos planos de pensão com benefício definido e de saúde como um assunto crítico de auditoria devido ao grau de subjetividade no julgamento do auditor. As taxas de desconto e os custos médicos projetados usados para determinar a obrigação foram desafiadores para a auditoria, uma vez que uma mudança pequena nessas premissas tinham um impacto significativo na mensuração da obrigação atuarial dos planos de pensão com benefício definido e de saúde.

Os principais procedimentos efetuados para endereçar esse assunto crítico de auditoria incluíram os seguintes:

- nós testamos certos controles internos associados ao processo de estimar a obrigação dos planos de pensão e médicos. Esses incluíram controles relacionados com a preparação, revisão e aprovação das premissas de taxa de desconto e custos médicos projetados;

- nós avaliamos o escopo, competência e objetividade do atuário externo contratado para auxiliar na definição da estimativa de obrigação atuarial dos planos de pensão e de saúde. Isso incluiu a avalição da natureza e escopo do trabalho que eles foram contratados, e suas qualificações profissionais e experiências; e

- nós envolvemos profissionais atuariais com habilidades e conhecimentos, que nos auxiliaram na avalição da Companhia sobre as taxas de desconto e os custos médicos projetados, incluindo a comparação com dados obtidos de fontes externas.

Avaliação da redução ao valor recuperável dos ativos da unidade geradora de caixa de exploração e produção

Conforme Notas Explicativas 4.1(b), 4.2, 4.3 e 25 das demonstrações financeiras consolidadas em 31 de dezembro de 2019, para o teste de redução ao valor recuperável dos ativos, a Companhia identifica suas unidades geradoras de caixa ("UGC"), estima o valor recuperável de cada UGC, e compara com seus valores contabilizados. A estimativa do valor recuperável utiliza como base um fluxo de caixa projetado para cada UGC. O valor contábil da UGC de exploração e produção em 31 de dezembro de 2019 era de USD 106.189 milhões. Para o ano findo em 31 de dezembro de 2019, o valor da despesa com essa provisão relacionada com a UGC de exploração e produção era de USD 2.499 milhões.

Nós identificamos a avaliação do teste de redução ao valor recuperável da UGC de exploração e produção como um assunto crítico de auditoria pois existe um alto grau de complexidade e subjetividade no julgamento do auditor na avaliação das definições destas UGCs e na estimativa do valor recuperável. A definição das UGCs de exploração e produção considera fatores operacionais que impactam a interdependência entre os ativos de petróleo e gás. Essas interdependências alteram a agregação ou segregação de áreas de exploração e produção dentro das UGCs. As projeções de fluxo de caixa usadas para determinar os valores recuperáveis dos ativos dependem de certas premissas como: preço médio do petróleo (Brent); taxa de câmbio; gastos capitalizáveis e operacionais, e estimativas de volume e prazo de recuperação das reservas de petróleo e gás. O valor recuperável também é sensível a pequenas alterações na taxa de desconto. A avaliação dessas premissas requer julgamento significativo do auditor.

Os principais procedimentos efetuados para endereçar esse assunto crítico de auditoria incluíram os seguintes:

- nós testamos certos controles internos associados ao processo de determinação do valor recuperável da Companhia. Esses incluíram controles relacionados com a revisão e aprovação na determinação das UGCs pela Companhia, e das premissas-chave utilizadas na estimativa do valor recuperável;

- para as alterações nas UGCs de exploração e produção durante o exercício, analisamos os fatores operacionais considerados pela Companhia quando da definição das mudanças comparando-os com dados obtidos de fontes internas e externas;

- nós avaliamos a determinação da estimativa de volumes de recuperação das reservas de petróleo e gás, comparando com os volumes certificados por especialista externo contratado pela Companhia e com dados históricos de produção;

- nós avaliamos os gastos capitalizáveis e operacionais futuros comparando o mesmo com o último plano de negócios aprovado, e seus orçamentos de longo prazo; e

- nós avaliamos a habilidade da Companhia na preparação dos fluxos de caixa, comparando as projeções de fluxos de caixa anteriores com o resultado real do fluxo de caixa da Companhia para o exercício findo em 2019;

Adicionalmente, envolvemos profissionais de *Valuation* com habilidades e conhecimentos especializados, que nos auxiliaram na avalição das premissas-chave utilizadas no teste de *impairment* como a taxa de desconto, o preço médio do petróleo e gás natural (Brent) e as taxas de câmbio, comparando-as com fontes de mercado externas.

Análise das provisões e divulgações de certas causas trabalhistas, cíveis e tributárias
Conforme Notas Explicativas 4.5 e 19 das demonstrações financeiras consolidadas em 31 de dezembro de 2019, a Companhia é parte em processos judiciais de natureza tributária, civil e trabalhista, decorrentes do curso normal de suas atividades. A Companhia registra uma provisão para essas causas quando é provável a ocorrência de uma saída de caixa para quitação de uma obrigação presente, e quando a mesma pode ser razoavelmente estimada. A Companhia divulga uma contingência quando a probabilidade de perda da causa é considerada possível, ou quando a probabilidade é considerada provável mas não é possível estimar razoavelmente o valor de saída de caixa.

Identificamos a avaliação de certas causas a as provisões reconhecidas e/ou divulgadas como um assunto crítico de auditoria pois essas requerem julgamentos e esforços desafiadores do auditor devido à natureza subjetiva dessas estimativas e premissas. Especificamente julgamentos sobre a probabilidade de perda e a estimativa dos valores que seriam pagos em evento de perda.

Os principais procedimentos efetuados para endereçar esse assunto crítico de auditoria incluíram os seguintes:

- nós testamos certos controles internos associados ao processo de avaliação dos processos judiciais. Esses incluíram controles relacionados com a revisão e aprovação na determinação da probabilidade da saída de recurso, e da estimativa do valor envolvido, assim como controles relacionados com a divulgação nas demonstrações financeiras;

- nós avaliamos o escopo, competência e objetividade dos advogados, internos e externos, que definem a probabilidade de perda e a estimativa do valor de perda. Isso inclui a avalição da natureza e escopo do trabalho que eles foram contratados, suas qualificações e experiências profissionais;

- nós obtivemos e avaliamos as cartas recebidas diretamente dos advogados externos da Companhia, que incluem avaliações sobre as probabilidades de perda, e as estimativas de valores de perda. Para determinadas causas, nós comparamos essas avaliações e estimativas àquelas usadas pela Companhia, e avaliamos a suficiência adequação das divulgações efetuadas pela Companhia; e

- nós avaliamos a habilidade da Companhia na preparação dessas estimativas dos valore a serem pagos comparando uma amostra de valores pagos na resolução de causas no exercício, com as provisões reconhecidas no exercício anterior;

Estimativa de provisões para desmantelamento de áreas
Conforme Notas Explicativas 4.1(c), 4.6 e 20 das demonstrações financeiras consolidadas em 31 de dezembro de 2019, a provisão para desmantelamento reflete a obrigação de restaurar o meio ambiente e desmantelar e remover os estruturas de produção de petróleo e gás natural quando do abandono. Em 31 de dezembro de 2019, a provisão para desmantelamento de áreas era USD 17.460 milhões. A estimativa da Companhia para a provisão de desmantelamento de área inclui premissas relacionadas com a extensão da obrigação assumida para o reparo ambiental, e para o desmantelamento e remoção das estruturas utilizadas na produção de petróleo e gás natural, assim como o prazo e os custos estimados de abandono.

Identificamos a avaliação desta estimativa como um assunto crítico de auditoria devido a subjetividade no julgamento do auditor para a avaliação das premissas-chave usadas na estimativa como a extensão do trabalho de desmantelamento que será requerido pelo contrato e regulações, os critérios que serão atingidos quando o desmantelamento efetivamente ocorrer, e os custos e prazos dos pagamentos futuros que serão incorridos no processo de desmantelamento.

Os principais procedimentos efetuados para endereçar esse assunto crítico de auditoria incluíram os seguintes:

- nós testamos certos controles internos associados ao processo de determinação da estimativa de provisão para desmantelamento de áreas da Companhia. Esses incluíram controles relacionados com a preparação, revisão e aprovação das premissas-chave, incluindo estimativas do prazo para o abandono, e os custos estimados de desmantelamento;

- nós avaliamos a estimativa de prazo até o abandono usado pela Companhia

- comparando as curvas de produção e vida útil das reservas utilizadas, com os volumes de reservas de petróleo e gás natural certificados por especialista externo contratado pela Companhia;

- nós avaliamos a estimativa do custo de desmantelamento comparando o mesmo com relatórios externos da indústria;

- nós avaliamos o escopo, competência e objetividade dos engenheiros internos que estimam as curvas de produção e vida útil das reservas de petróleo e gás natural, além do especialista externo contratado pela Companhia para certificar o volume de reservas. Isso inclui a avaliação da natureza e escopo do trabalho que foram contratados, suas qualificações e experiências profissionais;

- nós avaliamos a habilidade da Companhia na estimativa do custo de desmantelamento futuro comparando uma amostra de gastos reais incorridos em desmobilizações de instalações de produção de petróleo e gás durante o exercício com as provisões para desmantelamento de áreas registrada no exercício anterior;

/s/ KPMG Auditores Independentes

Nós somos os auditores da Companhia desde 2017.

KPMG Auditores Independentes
Rio de Janeiro – Brasil
19 de fevereiro de 2020

(*) Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias Abertas nos Estados Unidos ("PCAOB - Public Company Accounting Oversight Board")

KPMG Auditores Independentes, uma sociedade simples brasileira e firma-membro da rede KPMG de firmas-membro independentes e afiliadas à KPMG International Cooperative ("KPMG International"), uma entidade suíça.

KPMG Auditores Independentes, a Brazilian entity and a member firm of the KPMG network of independent member firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity.

KPMG Auditores Independentes
Rua do Passeio, 38 - Setor 2 - 17º andar - Centro
20021-290 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil
Caixa Postal 2888 - CEP 20001-970 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil
Telefone +55 (21) 2207-9400
kpmg.com.br

Parecer dos auditores independentes registrados no PCAOB (*)

(Uma tradução livre do original em inglês)

Aos
Acionistas e ao Conselho de Administração da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras
Rio de Janeiro – RJ

Opinião sobre os Controles Internos sobre o Processo de Preparação e Divulgação das Demonstrações Financeiras

Auditamos os controles internos da Petroleo Brasileiro S.A. – Petrobras e subsidiárias ("Companhia") referentes ao processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras consolidadas em 31 de dezembro de 2019, com base no critério estabelecido no *Internal Control – Integrated Framework (2013)* emitido pelo *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*. Em nossa opinião, a Companhia manteve, em todos os aspectos materiais, controles internos efetivos sobre o processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras consolidadas em 31 de dezembro de 2019, com base no critério estabelecido no *Internal Control – Integrated Framework (2013)* emitido pelo *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*.

Também auditamos, de acordo as normas do Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias Abertas (Estados Unidos da América) (PCAOB – *Public Company Accounting Oversight Board*), o balanço patrimonial consolidado da Companhia em 31 de dezembro 2019 e 2018, as respectivas demonstrações consolidadas de resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para cada um dos anos no período de três anos findo em 31 de dezembro de 2019, e nosso relatório datado de 19 de fevereiro de 2020 continha uma opinião sem ressalva para essas demonstrações consolidadas.

KPMG Auditores Independentes, uma sociedade simples brasileira e firma-membro da rede KPMG de firmas-membro independentes e afiliadas à KPMG International Cooperative ("KPMG International"), uma entidade suíça.

KPMG Auditores Independentes, a Brazilian entity and a member firm of the KPMG network of independent member firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity.

Base para opinião
A administração da Companhia é responsável por manter controles internos efetivos sobre o processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras e pela avaliação da efetividade dos controles internos sobre o processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras, incluída no Relatório da Administração sobre os Controles Internos Relacionados ao Processo de Preparação e Divulgação das Demonstrações Financeiras. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre os controles internos da Companhia referentes ao processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras consolidadas com base em nossa auditoria. Nós somos auditores registrados no Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias Abertas (Estados Unidos da América) (PCAOB – Public Company Accounting Oversight Board) e requeridos a ser independentes da Companhia de acordo com as leis federais dos Estados Unidos sobre títulos e valores mobiliários e, regras e regulamentos aplicáveis a Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos e o PCAOB.

Conduzimos nossas auditorias de acordo com as normas do PCAOB. Estas normas requerem que uma auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que os controles internos referentes ao processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras são efetivos em todos os aspectos materiais.

Nossa auditoria sobre os controles internos relativos ao processo de preparação e divulgação de demonstrações financeiras consolidadas, incluem obter um entendimento dos controles internos sobre demonstrações financeiras consolidadas, avaliar o risco de que uma fraqueza material existe e testar e avaliar o desenho e efetividade operacional dos controles internos baseados na avaliação de risco. Nossa auditoria também incluiu a realização de outros procedimentos que consideramos necessários nas circunstâncias. Acreditamos que nossa auditoria proporciona uma base adequada para emitirmos nossa opinião.

Definições e Limitações dos Controles Internos sobre o Processo de Preparação e Divulgação das Demonstrações Financeiras
Os controles internos sobre o processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras consolidadas de uma Companhia são elaborados para garantir segurança razoável quanto à confiabilidade da sua preparação para fins externos de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos. Os controles internos sobre o processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras consolidadas incluem aquelas políticas e procedimentos que (1) se referem à manutenção dos registros que, com detalhe razoável, refletem com exatidão e clareza as transações e vendas dos ativos; (2) forneçam segurança razoável de que as transações são registradas conforme necessário para permitir a preparação das demonstrações financeiras consolidadas de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos, e que recebimentos e gastos vêm sendo feitos somente com autorizações da administração e diretores da Companhia; e
(3) forneçam segurança razoável relativa à prevenção ou a detecção oportuna da aquisição, uso ou venda não autorizada dos ativos que possam ter um efeito material sobre as demonstrações financeiras consolidadas.

Devido às suas limitações inerentes, os controles internos sobre o processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras consolidadas podem não evitar ou detectar erros. Além disso, projeções de qualquer avaliação de efetividade para períodos futuros estão sujeitas ao risco de que os controles possam tornar-se inadequados devido a mudanças nas condições, ou devido ao fato de que o grau de conformidade com as políticas e procedimentos pode deteriorar.

/s/ KPMG Auditores Independentes

KPMG Auditores Independentes
Rio de Janeiro – Brasil
20 de março de 2020

KPMG Auditores Independentes, uma sociedade simples brasileira e firma-membro da rede KPMG de firmas-membro independentes e afiliadas à KPMG International Cooperative ("KPMG International"), uma entidade suíça.

KPMG Auditores Independentes, a Brazilian entity and a member firm of the KPMG network of independent member firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity.

Relatório da administração em relação aos controles internos sobre relatórios financeiros

Nossa administração é responsável por estabelecer, avaliar a eficácia e manter adequados controles internos sobre relatórios financeiros. O controle interno é um processo desenvolvido por nosso presidente e nossa diretora financeira e de relacionamento com investidores, supervisionado por nosso Conselho de Administração e efetuado por nossos gestores e demais empregados.

O controle interno sobre relatórios financeiros é projetado para fornecer garantia razoável quanto à confiabilidade dos relatórios financeiros, preparação e divulgação de nossas demonstrações contábeis consolidadas para fins externos, de acordo com as normas internacionais (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 para períodos futuros estão sujeitas ao risco de que os controles possam se tornar inadequados devido a mudanças em condições e premissas.

Nossa administração avaliou a eficácia de nossos controles internos sobre relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2019, com base nos critérios estabelecidos na Estrutura Integrada de Controles Internos (2013), emitida pelo Committee of Sponsoring Organizations of Treadway Commission (COSO). Com base nesta avaliação, nossa administração concluiu que nossos controles internos sobre os relatórios financeiros foram efetivos.

Auditoria da eficácia dos controles internos sobre relatórios financeiros

Nossos auditores independentes auditaram a eficácia dos controles internos sobre relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2019, conforme declarado em seu relatório, incluído neste documento.

Roberto Castello Branco
Presidente

Andrea Marques de Almeida
Diretora Financeira e de Relação com Investidores

Balanço Patrimonial Consolidado

Em 31 de dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018 (Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

Ativo	Nota	2019	2018
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	7.1	7.372	13.899
Títulos e valores mobiliários	7.2	888	1.083
Contas a receber, líquidas	13.1	3.762	5.746
Estoques	14	8.189	8.987
Imposto de renda e contribuição social	16.1	2.493	739
Impostos e contribuições	16.1	1.051	1.296
Depósitos vinculados a class action	19.4	–	1.881
Outros ativos		1.493	1.485
		25.248	35.116
Ativos classificados como mantidos para venda	30	2.564	1.946
		27.812	37.062
Não circulante			
Realizável a longo prazo			
Contas a receber, líquidas	13.1	2.567	5.492
Títulos e valores mobiliários	7.2	58	53
Depósitos judiciais	19.2	8.236	6.711
Imposto de renda e contribuição social diferidos	16.6	1.388	2.680
Impostos e contribuições	16.1	3.939	3.540
Adiantamento a fornecedores		326	666
Outros ativos		1.177	2.917
		17.691	22.059
Investimentos	29	5.499	2.759
Imobilizado	23.1	159.265	157.383
Intangível	24.1	19.473	2.805
		201.928	185.006
Total do ativo		229.740	222.068

Passivo	Nota	2019	2018
Circulante			
Fornecedores	15	5.601	6.327
Financiamentos	32.1	4.469	3.667
Arrendamentos mercantis	33	5.737	23
Imposto de renda e contribuição social	16.1	276	211
Impostos e contribuições	16.1	3.424	3.556
Dividendos propostos	34.6	1.558	1.109
Salários, férias, encargos e participações	17	1.645	1.658
Planos de pensão e saúde	18	887	810
Provisão para processos judiciais e administrativos	19.1	–	3.482
Acordo com autoridades norte americanas	21.1	–	783
Outras contas e despesas a pagar		1.973	2.442
		25.570	24.068
Passivos associados a ativos mantidos para venda	30	3.246	983
		28.816	25.051
Não circulante			
Financiamentos	32.1	58.791	80.508
Arrendamentos mercantis	33	18.124	162
Imposto de renda e contribuição social	16.1	504	552
Imposto de renda e contribuição social diferidos	16.6	1.760	654
Planos de pensão e saúde	18	25.607	21.940
Provisão para processos judiciais e administrativos	19.1	3.113	3.923
Provisão para desmantelamento de áreas	20	17.460	15.133
Outras contas e despesas a pagar		1.350	970
		126.709	123.842
Total do passivo		155.525	148.893
Patrimônio líquido			
Capital social realizado	34.1	107.101	107.101
Reserva de capital, transações de capital e ações em tesouraria		1.064	1.067
Reservas de lucros		65.627	58.161
Outros resultados abrangentes		(100.469)	(94.785)
Patrimônio líquido Petrobras		73.323	71.544
Atribuído aos acionistas não controladores	29.5	892	1.631
Patrimônio líquido Total		74.215	73.175
Total do passivo e patrimônio líquido		229.740	222.068

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

Demonstração do Resultado Consolidada

Em 31 de dezembro de 2019 e 2018

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Nota	2019	2018 Reapresentado	2017 Reapresentado
Receita de vendas	8.2	76.589	84.638	77.884
Custo dos produtos e serviços vendidos	9.1	(45.732)	(52.184)	(51.198)
Lucro bruto		30.857	32.454	26.686
Despesas				
Vendas	9.2	(4.476)	(3.827)	(3.614)
Gerais e administrativas	9.3	(2.124)	(2.239)	(2.656)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	26	(799)	(524)	(800)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico		(576)	(641)	(572)
Tributárias		(619)	(670)	(1.789)
Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	25	(2.848)	(2.005)	(1.191)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	10	1.199	(5.760)	(5.511)
		(10.243)	(15.666)	(16.133)
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos		20.614	16.788	10.553
Receitas financeiras		1.330	2.381	928
Despesas financeiras		(7.086)	(5.675)	(7.006)
Variações monetárias e cambiais, líquidas		(3.008)	(3.190)	(3.641)
Resultado financeiro líquido	11	(8.764)	(6.484)	(9.719)
Resultado de participações em investidas	29.2	153	523	673
Lucro antes dos impostos		12.003	10.827	1.507
Imposto de renda e contribuição social	16.5	(4.200)	(4.256)	(1.697)
Lucro do exercício das operações continuadas		7.803	6.571	(190)
Lucro do exercício das operações descontinuadas	10.2	2.560	843	359
Lucro do exercício		10.363	7.414	169
Acionistas não controladores		212	241	260
Resultado proveniente de operações continuadas		143	(1)	157
Resultado proveniente de operações descontinuadas		69	242	103
Acionistas da Petrobras		10.151	7.173	(91)
Resultado proveniente de operações continuadas		7.660	6.572	(347)
Resultado proveniente de operações descontinuadas		2.491	601	256
Lucro básico e diluído por ação ON e PN (em R$)	34.7	0,78	0,55	(0,01)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

Demonstração do Resultado Abrangente Consolidada

Em 31 de dezembro de 2019 e 2018

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	2019	2018 Reapresentado	2017 Reapresentado
Lucro do exercício	10.363	7.414	169
Itens que não serão reclassificados para o resultado:			
Ganhos (Perdas) atuariais com planos de benefícios definidos			
Reconhecidos no patrimônio líquido	(5.589)	(3.130)	1.908
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.491	(119)	(273)
	(4.098)	(3.249)	1.635
Resultados não realizados em títulos mensurados a valor justo por meio de outros resultados abrangentes			
Reconhecidos no patrimônio líquido	–	(5)	–
Imposto de renda e contribuição social diferidos	–	2	–
	–	(3)	–
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em Investidas	–	–	(1)
Itens que poderão ser reclassificados para resultado:			
Resultados não realizados com hedge de fluxo de caixa - Exportações			
Reconhecidos no patrimônio líquido	(3.510)	(8.950)	(543)
Transferidos para o resultado	3.136	3.315	3.154
Imposto de renda e contribuição social diferidos	126	1.916	(887)
	(248)	(3.719)	1.724
Ajustes acumulados de conversão (*)			
Reconhecidos no patrimônio líquido	(1.465)	(6.409)	(851)
Transferidos para o resultado	34	–	37
	(1.431)	(6.409)	(814)
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em Investidas	69	(135)	–
Resultados não realizados em títulos mensurados a valor justo por meio de outros resultados abrangentes			
Reconhecidos no patrimônio líquido	–	–	15
Imposto de renda e contribuição social diferidos	–	–	(4)
	–	–	11
Resultados não realizados com hedge de fluxo de caixa - Demais Operações			
Reconhecidos no patrimônio líquido	–	–	(5)
Outros resultados abrangentes:	(5.708)	(13.515)	2.706
Resultado Abrangente Total	4.655	(6.101)	2.875
Acionistas não controladores	186	65	291
Resultado Abrangente atribuível aos acionistas da Petrobras	4.469	(6.166)	2.584

*Inclui perda de US$ 131 (perda de US$ 236 em 2018 e US$ 49 em 2017), de ajustes acumulados de conversão em coligadas e empreendimentos controlados em conjunto.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

Demonstração do Fluxo de Caixa Consolidada

Em 31 de dezembro de 2019 e 2018

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	2019	2018	2017
Fluxos de caixa das atividades operacionais			
Lucro do exercício	10.363	7.414	169
Ajustes para:			
Resultado das operações descontinuadas	(2.560)	(843)	(359)
Despesa atuarial de planos de pensão e saúde	2.086	2.018	2.569
Resultado de participações em investidas	(153)	(523)	(673)
Depreciação, depleção e amortização	14.836	11.912	13.166
Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	2.848	2.005	1.191
Perdas de crédito esperadas	87	91	720
Baixa de poços secos	308	87	279
Variações cambiais, monetárias e encargos financeiros não realizados e outras	8.460	7.941	9.413
Imposto de renda e contribuição social diferidos, líquidos	2.798	370	400
Revisão e atualização financeira de desmantelamento de áreas	950	31	425
Ajuste a valor de mercado dos estoques	15	421	66
Provisão para acordo da ação coletiva consolidada (Class Action)	–	–	3.449
Resultado com alienações, baixas de ativos e resultado na remensuração de part.societárias	(6.012)	(416)	(1.656)
Redução/(aumento) de ativos			
Contas a receber	2.233	(1.535)	(879)
Estoques	(281)	(2.108)	(171)
Depósitos Judiciais	(2.144)	(2.040)	(1.669)
Depósitos vinculados a Class Action	1.819	(2.019)	–
Outros ativos	(219)	461	(126)
Aumento/(Redução) de passivos		–	–
Fornecedores	(989)	858	(121)
Impostos, taxas e contribuições	225	2.265	2.960
Planos de pensão e de saúde	(1.882)	(1.002)	(876)
Provisão para processos judiciais	(3.767)	1.686	305
Salários, férias, encargos e participações	185	529	(755)
Provisão para desmantelamento de áreas	(512)	(500)	(426)
Acordo com autoridades norte americanas	(768)	(85)	–
Outros passivos	(319)	996	83
Imposto de renda e contribuição social pagos	(2.330)	(2.567)	(769)
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais das atividades continuadas	25.277	25.447	26.715
Atividades de operações descontinuadas	323	906	397
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais	25.600	26.353	27.112
Atividades de investimentos			
Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis (exceto pelo Excedente de Cessão Onerosa)	(8.556)	(11.905)	(13.546)
Excedente de Cessão Onerosa	(15.341)	–	–
Adições em investimentos	(7)	(44)	(2.069)
Recebimentos pela venda de ativos (Desinvestimentos)	10.413	5.791	3.087
Revisão Cessão Onerosa	8.361	–	–
Investimentos em títulos e valores mobiliários (*)	198	704	(861)
Dividendos recebidos/outros(**)	1.436	994	662
Recursos líquidos utilizados nas atividades de investimentos das atividades continuadas	(3.496)	(4.460)	(12.727)
Atividades de investimento de operações descontinuadas	1.812	(44)	727
Recursos líquidos utilizados nas atividades de investimentos	(1.684)	(4.504)	(12.000)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos			
Participação de acionistas não controladores	(29)	43	(797)
Captações	7.464	10.707	27.075
Amortizações de financiamentos - principal	(27.273)	(34.013)	(33.618)
Amortizações de financiamentos - juros	(4.501)	(5.703)	(6.500)
Amortizações de arrendamentos - principal	(5.207)	–	–
Dividendos pagos a acionistas Petrobras	(1.877)	(625)	–
Dividendos pagos a acionistas não controladores	(138)	(103)	(167)
Recebimentos pela venda de participações, sem perda de controle	–	–	1.511
Recursos líquidos utilizados nas atividades de financiamentos das atividades continuadas	(31.561)	(29.694)	(12.496)
Atividades de financiamento de operações descontinuadas	(508)	(156)	(1.177)
Recursos líquidos utilizados nas atividades de financiamentos	(32.069)	(29.850)	(13.673)
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	1.631	(619)	(125)
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no exercício	(6.522)	(8.620)	1.314
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	13.899	22.519	21.205
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	7.377	13.899	22.519

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido Consolidada

Em 31 de dezembro de 2019 e 2018 (Em milhões de dólares norte-americanos, exceto se indicado de outra forma)

	Capital subscrito e integralizado, líquido de gastos com emissões			Outros resultados abrangentes				Reservas de Lucros							
	Capital subscrito e integralizado	Gasto com emissão de ações	Transações de Capital	Ajuste Acumulado de Conversão	Hedge de fluxo de caixa de exportação	Perdas atuariais com planos de benefícios definidos	Outros resultados abrangentes e custo atribuído	Legal	Estatutária	Incentivos fiscais	Retenção de lucros	Lucros acumulados	Total do patrimônio líquido atribuível aos acionistas da controladora	Participação dos acionistas não controla-dores	Total do patrimônio líquido consolidado
	107.380	(279)	628	(60.248)	(11.297)	(11.600)	(948)	7.919	2.182	720	42.322	–	76.779	771	77.550
Saldo em 1 de janeiro de 2017		107.101	628				(84.093)				53.143	–	76.779	771	77.550
Realização do custo atribuído	-	-	-	-	-	-	(4)	-	-	-	-	4	-	-	-
Transação de capital	-	-	439	-	-	-	-	-	-	-	-	-	439	792	1.231
Lucro ou Prejuízo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(91)	(91)	260	169
Outros resultados abrangentes	-	-	-	(795)	1.724	1.585	161	-	-	-	-	-	2.675	31	2.706
Destinações:															
Aprop. do prejuízo em reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(87)	87	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(154)	(154)
	107.380	(279)	1.067	(61.043)	(9.573)	(10.015)	(791)	7.919	2.182	720	42.235	–	79.802	1.700	81.502
Saldo em 31 de dezembro de 2017		107.101	1.067				(81.422)				53.056	–	79.802	1.700	81.502
Aplicação inicial do IFRS 9							(20)					(222)	(242)	(15)	(257)
	107.380	(279)	1.067	(61.043)	(9.573)	(10.015)	(811)	7.919	2.182	720	42.235	(222)	79.560	1.685	81.245
Saldo em 1 de janeiro de 2018		107.101	1.067				(81.442)				53.056	(222)	79.560	1.685	81.245
Realização do custo atribuído	–	–	–	–	–	–	(4)	–	–	–	–	4	–	–	–
Transação de capital	–	–	2	–	–	–	–	–	–	–	–	–	2	115	117
Lucro ou Prejuízo	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	7.173	7.173	241	7.414
Outros resultados abrangentes	–	–	–	(6.273)	(3.719)	(3.209)	(138)	–	–	–	–	–	(13.339)	(176)	(13.515)
Destinações:															
Aprop. do prejuízo em reservas	–	–	–	–	–	–	–	338	270	203	4.294	(5.105)	–	–	–
Dividendos	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	(1.850)	(1.850)	(234)	(2.084)
	107.380	(279)	1.067	(67.316)	(13.292)	(13.224)	(953)	8.257	2.452	923	46.529	–	71.544	1.631	73.175
Saldo em 31 de dezembro de 2018		107.101	1.067				(94.785)				58.161	–	71.544	1.631	73.175
	107.380	(279)	1.067	(67.316)	(13.292)	(13.224)	(953)	8.257	2.452	923	46.529	–	71.544	1.631	73.175
Saldo em 1 de janeiro de 2019		107.101	1.067				(94.785)				58.161	–	71.544	1.631	73.175
Realização do custo atribuído	–	–	–	–	–	–	(2)	–	–	–	–	2	–	–	–
Ações em Tesouraria	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Transação de capital	–	–	(3)	–	–	–	–	–	–	–	–	–	(3)	(658)	(661)
Lucro ou Prejuízo	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	10.151	10.151	212	10.363
Outros resultados abrangentes	–	–	–	(1.405)	(248)	(4.098)	69	–	–	–	–	–	(5.682)	(26)	(5.708)
Destinações:															
Aprop. do lucro em reservas	–	–	–	–	–	–	–	488	250	179	6.549	(7.466)	–	–	–
Dividendos	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	(2.687)	(2.687)	(267)	(2.954)
	107.380	(279)	1.064	(68.721)	(13.540)	(17.322)	(886)	8.745	2.702	1.102	53.078	–	73.323	892	74.215
Saldo em 31 de dezembro de 2019		107.101	1.064				(100.469)				65.627	–	73.323	892	74.215

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

NOTAS EXPLICATIVAS
PETROBRAS
(Em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

1. A companhia e suas operações

A Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, doravante denominada "Petrobras" ou "companhia", é uma sociedade de economia mista, sob controle da União, com prazo de duração indeterminado, que se rege pelas normas de direito privado - em geral - e, especificamente, pela Lei das Sociedades por Ações (Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976), pelo Estatuto Jurídico das Estatais (Lei nº 13.303, de 30 de junho de 2016), pelo Decreto nº 8.945, de 27 de dezembro de 2016, e por seu Estatuto Social.

A companhia está listada no segmento especial de listagem do Nível 2 de Governança Corporativa da Brasil Bolsa Balcão – B3 e, portanto, a companhia, seus acionistas, inclusive o acionista controlador, administradores e membros do Conselho Fiscal sujeitam-se às disposições do Regulamento do Nível 2 da B3. Este Regulamento prevalecerá sobre as disposições estatutárias, nas hipóteses de prejuízo aos direitos dos destinatários das ofertas públicas previstas no Estatuto Social da companhia, exceto em determinados casos, em razão de norma específica. Em 13 de fevereiro de 2020, a companhia teve seu pedido de desvinculação ao Programa Destaque em Governança de Estatais B3, solicitado em 29 de janeiro de 2020, atendido.

A companhia tem como objeto a pesquisa, a lavra, a refinação, o processamento, o comércio e o transporte de petróleo proveniente de poço, de xisto ou de outras rochas, de seus derivados, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, além das atividades vinculadas à energia, podendo promover a pesquisa, o desenvolvimento, a produção, o transporte, a distribuição e a comercialização de todas as formas de energia, bem como quaisquer outras atividades correlatas ou afins.

A Petrobras, diretamente ou por meio de suas subsidiárias integrais e de suas controladas, associada ou não a terceiros, poderá exercer no País ou fora do território nacional quaisquer das atividades integrantes de seu objeto social.

As atividades econômicas vinculadas ao seu objeto social serão desenvolvidas pela companhia, em caráter de livre competição com outras empresas, segundo as condições de mercado, observados os demais princípios e diretrizes da Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/97) e da Lei do Setor Elétrico (Lei nº 10.438/02). No entanto, a Petrobras poderá ter suas atividades, desde que consentâneas com seu objeto social, orientadas pela União, de modo a contribuir para o interesse público que justificou a sua criação, visando ao atendimento do objetivo da política energética nacional, quando:

I – estiver definida em lei ou regulamento, bem como prevista em contrato, convênio ou ajuste celebrado com o ente público competente para estabelecê-la, observada a ampla publicidade desses instrumentos; e

II – tiver seu custo e receitas discriminados e divulgados de forma transparente.

Nesse caso, o Comitê de Investimentos e o Comitê de Minoritários avaliarão e mensurarão a diferença entre as condições de mercado e o resultado operacional ou retorno econômico da obrigação assumida pela companhia, de tal forma que a União compense, a cada exercício social, a diferença entre as condições de mercado e o resultado operacional ou retorno econômico da obrigação assumida.

2. Base de elaboração

2.1. Base de elaboração e apresentação das demonstrações financeiras

As demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas de acordo com os International Financial Reporting Standards (IFRS) emitidos pelo International Accounting Standards Board (IASB).

As demonstrações financeiras foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto quando de outra forma indicado. As principais práticas contábeis aplicadas na preparação das demonstrações financeiras estão apresentadas nas respectivas notas explicativas.

Na preparação dessas demonstrações financeiras, a Administração utilizou julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação das práticas contábeis e os valores reportados dos ativos, passivos, receitas e despesas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas. As estimativas e julgamentos relevantes que requerem maior nível de julgamento e complexidade estão divulgados na nota explicativa 4.

Conforme apresentado na nota explicativa 30.2, a venda adicional de participação na Petrobras Distribuidora S.A, por meio de uma oferta pública secundária de ações (follow-on) em 2019, se caracterizou como uma "operação descontinuada". Assim, as demonstrações do resultado e dos fluxos de caixa apresentam os resultados e os fluxos de caixa das atividades operacionais, de investimento e de financiamento em linhas separadas, como resultado líquido de operações descontinuadas. As demonstrações do valor adicionado também apresentam o valor adicionado total a distribuir e valor total adicionado distribuído das operações descontinuadas, separadamente. Nessas mesmas demonstrações, as informações comparativas foram reapresentadas.

O Conselho de Administração da companhia, em reunião realizada em 19 de fevereiro de 2020, autorizou a divulgação dessas demonstrações financeiras.

2.2. Moeda funcional

A moeda funcional da Petrobras e de todas as suas subsidiárias brasileiras é o real. A moeda funcional das subsidiárias diretas da Petrobras que operam fora do Brasil é o dólar norte-americano.

A Petrobras adota como moeda de apresentação o dólar norte-americano para facilitar uma comparação mais direta com outras empresas em sua indústria. As demonstrações financeiras foram convertidas da moeda funcional (real) para a moeda de apresentação (dólar norte-americano), de acordo com o IAS 21 –"Efeitos das Mudanças nas Taxas de Câmbio". Os ativos e passivos são convertidos para dólares norte-americanos pela taxa de câmbio da data do balanço (fechamento); receitas e despesas, bem como os fluxos de caixa são convertidos para dólares norte-americanos pela taxa média prevalecente ao longo do ano e os demais itens do patrimônio líquido são convertidos pela taxa histórica. As variações cambiais decorrentes da conversão das demonstrações financeiras da moeda funcional para a moeda de apresentação são reconhecidas como ajustes acumulados de conversão (CTA) em "outros resultados abrangentes" na demonstração das mutações do patrimônio líquido.

Real x Dólar norte-americano	Dez/19	Set/19	Jun/19	Mar/19	Dez/18	Set/18	Jun/18	Mar/18	Dez/17	Set/17	Jun/17	Mar/17
Taxa média trimestral	4,12	3,97	3,92	3,77	3,81	3,95	3,61	3,24	3,25	3,16	3,22	3,15
Taxa ao final do período	4,03	4,16	3,83	3,90	3,87	4,00	3,86	3,32	3,31	3,17	3,31	3,17

2.3. Adoção inicial de novos pronunciamentos

A partir de 1º de janeiro de 2019, a companhia adotou os requerimentos contidos no pronunciamento IFRS 16 – Leases. Outros novos normativos também entraram em vigor em 1º de janeiro de 2019, porém não apresentaram efeito material nas demonstrações financeiras da companhia.

2.3.1. IFRS 16 – Lease (Arrendamentos)

Dentre as mudanças para arrendatários, o IFRS 16 eliminou a classificação entre arrendamentos financeiros e operacionais, passando a existir um único modelo nos quais todos os arrendamentos resultam no reconhecimento de ativos referentes aos direitos de uso dos ativos arrendados e um passivo de arrendamento. Esses efeitos estão apresentados nas notas explicativas 11, 23 e 33.

Assim, a companhia deixou de reconhecer custos e despesas operacionais oriundas de contratos de arrendamento operacionais e passou a reconhecer em sua demonstração de resultado: (i) os efeitos da depreciação dos direitos de uso dos ativos arrendados; e (ii) a despesa financeira e a variação cambial apuradas com base nos passivos financeiros dos contratos de arrendamento.

Na demonstração dos fluxos de caixa, os pagamentos de arrendamentos que anteriormente eram apresentados como fluxos de caixa das atividades operacionais e de investimentos passaram a ser apresentados como fluxos de caixa de financiamento (US$ 5.207 de janeiro a dezembro de 2019), representando os pagamentos dos passivos de arrendamento. Contudo, essa alteração não gerou impactos na posição líquida do Fluxo de Caixa da companhia.

Na adoção inicial foi utilizado o método de abordagem de efeito cumulativo, não reapresentando as demonstrações financeiras de períodos anteriores. Os seguintes expedientes foram aplicados:

a) aplicou-se o pronunciamento aos contratos que foram anteriormente identificados como arrendamento operacional conforme nota explicativa 18.2 – Pagamentos mínimos de arrendamento mercantil operacional de 31 de dezembro de 2018;

b) o passivo de arrendamento foi mensurado pelo valor presente dos pagamentos de arrendamentos remanescentes descontados utilizando a taxa incremental sobre empréstimo da companhia na data da adoção inicial; e

c) ativo de direito de uso foi reconhecido com base no valor do passivo de arrendamento, ajustado por qualquer pagamento de arrendamento antecipado ou acumulado referente a esse arrendamento, reconhecido no balanço patrimonial imediatamente antes da data da adoção inicial. Não foram considerados na mensuração do direito de uso na data da adoção inicial, os custos diretos iniciais.

A companhia adotou a isenção no reconhecimento de arrendamentos de curto prazo (prazo de 12 meses ou menos), contudo não adotou a isenção no reconhecimento para arrendamentos cujo ativo subjacente seja de baixo valor.

Em 1º de janeiro de 2019, a companhia reconheceu o valor de US$ 26.575 nos saldos de ativo imobilizado e no passivo de arrendamento em virtude de a mensuração dos ativos de direito de uso ser equivalente ao passivo de arrendamento; tais mudanças não impactaram o seu patrimônio líquido. No Balanço Patrimonial, os ativos de direito de uso estão apresentados no ativo imobilizado, enquanto os passivos de arrendamento são apresentados em linha própria.

Ativos de direito de uso em 1º de Janeiro de 2019	
Unidades de produção de petróleo e gás natural	12.925
Embarcações	11.996
Terrenos e edificações	1.011
Outros	643
Total	26.575

A taxa média incremental dos passivos de arrendamento na adoção inicial foi de 6,06% a.a.

A reconciliação dos arrendamentos operacionais divulgados em 31 de dezembro de 2018 para os requerimentos do IFRS 16 são apresentados na tabela a seguir:

Compromisso de arrendamento operacional em 31 de Dezembro de 2018	95.379
Compromissos relacionados a arrendamentos ainda não iniciados	(54.825)
Efeito do desconto	(9.980)
Arrendamento de curto prazo e outros	(3.999)
Adoção inicial	26.575
Leasing financeiro (IAS 17) incluído no balanço de 31 de dezembro de 2018	185
Passivo de arrendamento em 1º de janeiro de 2019	26.760

A adoção do IFRS16 não impactou as práticas de negócio da companhia e não houve a necessidade de renegociação de cláusulas restritivas (covenants) existentes nos contratos de financiamentos.

2.4. Ordem de apresentação das notas explicativas

Conforme preconizado na Estrutura Conceitual para Relatório Financeiro, as expectativas dos usuários das demonstrações financeiras quanto aos retornos da companhia dependem de sua avaliação do valor, da época e das perspectivas quanto aos fluxos de caixa líquidos futuros e de sua avaliação da gestão da administração sobre os recursos econômicos.

Dessa forma, promovemos mudança na ordem das notas explicativas a fim de alinhar as demonstrações financeiras da companhia à visão dos usuários, além de enfatizar a importância em termos de gestão estratégica da companhia.

Assim, após as notas explicativas que apresentam a companhia e suas operações bem como as notas explicativas relacionadas à estrutura conceitual aplicadas na elaboração das demonstrações financeiras, inicia-se pela nota explicativa de Gestão de Capital, seguida das demais notas, obedecendo primariamente os grupamentos de atividades da demonstração do fluxo de caixa.

3. Sumário das principais práticas contábeis

A partir de 2019, as práticas contábeis para melhor compreensão da base de reconhecimento e mensuração aplicadas na preparação das demonstrações financeiras passaram a estar descritas abaixo das respectivas notas explicativas. As práticas contábeis são consistentes com as adotadas e divulgadas nas demonstrações financeiras dos exercícios anteriores, exceto pela aplicação a partir de 1º de janeiro de 2019, do IFRS 16 – Leases e do IFRIC 23 *Uncertainty over Income Tax Treatments* – Incerteza sobre tratamento de Tributos sobre o Lucro.

4. Estimativas e julgamentos relevantes

A preparação das demonstrações financeiras requer o uso de estimativas e julgamentos para determinadas operações que refletem no reconhecimento e mensuração de ativos, passivos, receitas e despesas. As premissas utilizadas são baseadas no histórico e outros fatores considerados relevantes, sendo revisadas periodicamente pela Administração. Os resultados reais podem diferir dos valores estimados.

A seguir são apresentadas informações sobre práticas contábeis e estimativas que requerem elevado nível de julgamento ou complexidade em sua aplicação e que podem afetar materialmente a situação financeira e os resultados da companhia.

4.1. Reservas de petróleo e gás natural

As reservas de petróleo e gás natural são calculadas tendo por base informações econômicas, geológicas e de engenharia, como perfis de poço, dados de pressão e dados de amostras de fluidos de perfuração. Os volumes de reservas são utilizados para o cálculo das taxas de depreciação/depleção/amortização no método de unidades produzidas, nos testes de recuperabilidade dos ativos (*impairment*), nos cálculos de provisões para desmantelamento de áreas e para definir exportações altamente prováveis que são objeto de *hedge* de fluxo de caixa.

A determinação da estimativa do volume de reservas requer julgamento significativo e está sujeita a revisões, no mínimo anualmente, realizadas a partir de reavaliação de dados preexistentes e/ou novas informações disponíveis relacionadas à produção e geologia dos reservatórios, bem como alterações em preços e custos utilizados. As revisões podem, também, resultar de alterações significativas na estratégia de desenvolvimento da companhia ou na capacidade de produção.

A companhia apura as reservas de acordo com os critérios SEC (Securities and Exchange Commission) e ANP/SPE (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis-ANP/Society of Petroleum Engineers-SPE). As principais diferenças entre os critérios ANP/SPE e SEC são: preços de venda (critério ANP/SPE utiliza os preços de projeção da empresa, enquanto o critério SEC considera o preço médio do primeiro dia útil dos últimos 12 meses); permissão de considerar volumes além do prazo de concessão, para o critério ANP/SPE; e a estimativa apenas de reservas provadas no critério SEC, enquanto no critério ANP/SPE são estimadas as reservas provadas e não provadas.

De acordo com a definição estabelecida pela SEC, reservas provadas de petróleo e gás são as quantidades de petróleo e gás que, por meio da análise de dados de geociência e engenharia, podem ser estimadas com razoável certeza de serem economicamente viáveis a partir de uma determinada data, de reservatórios conhecidos, e sob condições econômicas, métodos operacionais e regulamentação governamental existentes. As reservas provadas são subdivididas em desenvolvidas e não desenvolvidas.

Reservas provadas desenvolvidas são aquelas às quais é possível esperar a recuperação: (i) por meio de poços existentes, com equipamentos e métodos operacionais existentes; e (ii) por meio do equipamento e infraestrutura de extração instalados, em operação no momento da estimativa de reserva, caso a extração se dê por meios que não envolvam um poço.

Embora a companhia entenda que as reservas provadas serão produzidas, as quantidades e os prazos de recuperação podem ser afetados por diversos fatores, que incluem a conclusão de projetos de desenvolvimento, o desempenho dos reservatórios, aspectos regulatórios e alterações significativas nos níveis de preço de petróleo e gás natural no longo prazo.

Outras informações sobre reservas são apresentadas nas informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

a) Impacto das reservas de petróleo e gás natural na depreciação, depleção e amortização

Depreciação, depleção e amortização são mensuradas com base em estimativas de reservas elaboradas por profissionais especializados da companhia, de acordo com as definições estabelecidas pela SEC. Revisões das reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas impactam de forma prospectiva os valores da depreciação, depleção e amortização reconhecidos nos resultados e os valores contábeis dos ativos de petróleo e gás natural.

Dessa forma, mantidas as demais variáveis constantes, uma redução na estimativa de reservas provadas aumentaria, prospectivamente, o valor periódico de despesas com depreciação/depleção/amortização, enquanto um incremento das reservas resultaria, prospectivamente, em redução no valor periódico de despesas com depreciação/depleção/amortização.

Outras informações sobre depreciação e depleção são apresentadas na nota explicativa 23.

b) Impacto das reservas de petróleo e gás natural no teste de impairment

Os ativos vinculados à exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural têm a recuperação do seu valor testada anualmente, mesmo se não houver indicação de possível desvalorização. Para o cálculo do valor recuperável dos ativos vinculados à exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural, o valor em uso estimado baseia-se nas reservas provadas e reservas prováveis de acordo com os critérios estabelecidos pela ANP/SPE. A nota explicativa 4.2 fornece mais informações sobre outras premissas utilizadas nos testes de redução ao valor recuperável.

c) Impacto das reservas de petróleo e gás natural nas estimativas de custos com obrigações de desmantelamento de áreas

A estimativa do momento de realização dos custos com obrigações de desmantelamento de áreas é baseada no prazo de exaustão das reservas provadas de acordo com os critérios estabelecidos pela ANP/SPE. Revisões nas estimativas de reservas que impliquem em mudanças no prazo de exaustão podem afetar a provisão para desmantelamento de áreas. A nota explicativa 4.6 fornece mais informações sobre outras premissas utilizadas nas estimativas de custos com obrigações de desmantelamento de áreas.

d) Impacto nas exportações altamente prováveis que são objeto de hedge de fluxo de caixa

O cálculo das “exportações futuras altamente prováveis” tem como base as exportações previstas no Plano Estratégico, que derivam das estimativas das reservas provadas e prováveis. Revisões de tais reservas podem impactar as expectativas em relação às exportações futuras e, consequentemente, as designações de relações de *hedge*. A nota explicativa 4.8 fornece mais informações sobre outras premissas utilizadas na determinação de exportações futuras altamente prováveis.

4.2. Premissas para testes de recuperabilidade de ativos (*Impairment*)

Os testes de *impairment* envolvem incertezas relacionadas principalmente às premissas-chave: preço médio do *Brent* e taxa média de câmbio (Real/Dólar), cujas estimativas são relevantes para praticamente todos os segmentos de negócio da companhia. Um número significativo de variáveis interdependentes para determinação do valor em uso, cuja aplicação nos testes de *impairment* envolve um alto grau de complexidade, deriva destas estimativas.

Os mercados de petróleo e gás natural têm um histórico de volatilidade de preços significativa e, embora, ocasionalmente, possa haver quedas expressivas, os preços, a longo prazo, tendem a continuar sendo ditados pela oferta de mercado e fundamentos de demanda.

As projeções relacionadas às premissas-chave derivam do Plano Estratégico. Tais projeções são consistentes com evidências de mercado, tais como previsões macroeconômicas independentes, análises da indústria e de especialistas. Testes estatísticos, como *backtesting* e *feedback*, também são efetuados para aprimorar continuamente as técnicas de previsão da companhia.

O modelo de previsão de preços da companhia é baseado em uma relação não linear entre as variáveis que visam representar os fundamentos de oferta e demanda do mercado. Este modelo também considera o impacto das decisões da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), custos da indústria, capacidade ociosa, produção de óleo e gás prevista por firmas especializadas e a relação entre o preço do petróleo e a taxa de câmbio do dólar norte-americano.

O processo de elaboração das projeções de câmbio é baseado em modelos econométricos que utilizam como variáveis explicativas a tendência de longo prazo envolvendo principalmente dados observáveis, tais como preços de commodities, o risco país, a taxa de juros americana e o valor do dólar em relação a uma cesta de moedas (Indicador Dólar Índex).

Mudanças no ambiente econômico podem gerar alterações de premissas e, consequentemente, o reconhecimento de perdas por desvalorização em certos ativos ou UGCs, uma vez que, por exemplo, o preço do *Brent* impacta diretamente as receitas de vendas e margens de refino da companhia, enquanto a taxa de câmbio do Dólar norte-americano frente ao Real impacta essencialmente os investimentos e despesas operacionais.

Mudanças no ambiente econômico e político podem também resultar em projeções de risco-país mais altas ocasionando elevação nas taxas de desconto usadas nos testes de *impairment*.

Reduções nos preços futuros de petróleo e gás natural, que sejam consideradas tendência de longo prazo, bem como efeitos negativos decorrentes de mudanças significativas no volume de reservas, na curva de produção esperada, nos custos de extração ou nas taxas de desconto, bem como decisões sobre investimentos que resultam no adiamento ou interrupção de projetos podem ser indícios da necessidade de realização de testes de recuperabilidade dos ativos.

O valor recuperável de determinados ativos pode não exceder substancialmente seus valores contábeis e, por esta razão, é razoavelmente possível que perdas por desvalorização sejam reconhecidas nestes ativos nos próximos anos devido à observação de uma realidade distinta em relação às premissas assumidas, conforme nota explicativa 25.1.1.

4.3. Definição das unidades geradoras de caixa para testes de recuperabilidade de ativos (*Impairment*)

Esta definição envolve julgamentos e avaliação por parte da Administração, com base em seu modelo de negócio e gestão. Alterações nas UGCs podem acontecer em função de revisão de fatores de investimentos, estratégicos ou operacionais que podem resultar em alterações nas interdependências entre ativos e consequentemente, na agregação ou desagregação de ativos que faziam parte de determinadas UGCs, podendo resultar em perdas ou reversões adicionais na recuperação de ativos. As definições adotadas são as seguintes:

a) UGCs do segmento de E&P:

i. Campo ou polo de produção de petróleo e gás: composto por um conjunto de ativos vinculados à exploração e ao desenvolvimento da produção de um campo ou de um polo (conjunto de dois ou mais campos) no Brasil ou no exterior. Em 31 de dezembro de 2019, as UGCs do segmento de Exploração e Produção somavam 124 campos e 41 polos. Alterações nas UGCs do segmento de E&P estão apresentadas na nota explicativa 25.

ii. As sondas de perfuração não estão associadas a nenhuma UGC e são testadas individualmente para fins de recuperabilidade.

b) UGCs do segmento de RTC:

i. UGC Abastecimento: conjunto de ativos que compõe as refinarias, terminais e dutos, bem como os ativos logísticos operados pela Transpetro, com a operação combinada e centralizada dos ativos logísticos e de refino, tendo como objetivo comum o atendimento do mercado ao menor custo global e, sobretudo, a preservação do valor estratégico do conjunto de ativos no longo prazo. O planejamento operacional é feito de forma centralizada e os ativos não são geridos, medidos ou avaliados pelo seu resultado econômico-financeiro individual isolado. As refinarias não têm autonomia para escolher o petróleo a ser processado, o *mix* de derivados a produzir, os mercados para onde destiná-los, que parcela será exportada, que intermediários serão recebidos e os preços de vendas dos produtos. As decisões operacionais são analisadas por meio de um modelo integrado de planejamento operacional para o atendimento do mercado, considerando todas as opções de produção, importação, exportação, logística e estoques e buscando maximizar o desempenho global da companhia. A decisão sobre novos investimentos não se baseia na avaliação individual do ativo onde o projeto será instalado, mas sim no resultado adicional para a UGC como um todo. O modelo em que se baseia todo o planejamento, usado nos estudos de viabilidade técnica e econômica de novos investimentos em refino e logística, busca alocar um determinado tipo petróleo, ou *mix* de derivados, definir o atendimento de mercados (área de influência), objetivando os melhores resultados para o sistema integrado. Os dutos e terminais são partes complementares e interdependentes dos ativos de refino, com o objetivo comum de atendimento ao mercado;

ii. UGC Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj): ativos em construção da Refinaria Trem 1 – Comperj.

iii. UGC 2º trem de refino RNEST: ativos em construção do segundo trem de refino da Refinaria Abreu e Lima e da infraestrutura associada.

iv. UGC Transporte: ativos da frota de navios da Transpetro;

v. UGC PANAMAX: conjunto de três navios em construção da classe PANAMAX (EI-512, EI-513 e EI-514);

vi. UGC Comboios-Hidrovia: conjunto de embarcações (comboios) em construção do projeto Hidrovia (transporte de etanol ao longo do Rio Tietê);

vii. UGC SIX: planta de processamento de xisto; e

viii. Demais UGCs: ativos no exterior avaliados ao menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos.

c) UGCs do segmento de Gás e Energia:

i. UGC Gás Natural: conjunto de ativos que compõe a malha comercial do gás natural (gasodutos) e as unidades de processamento de gás natural (UPGN), consolidando os segmentos de compra, transporte e tratamento do gás natural, de modo a viabilizar a comercialização de gás natural e seus líquidos (GLP, LGN e ETANO);

ii. UGCs Unidades de Fertilizantes Nitrogenados: as fábricas de fertilizantes e nitrogenados, testadas isoladamente

iii. UGC Energia: conjunto de ativos que compõe o portfólio de usinas termoelétricas (UTE).

iv. UGCs Fafens - plantas de fertilizantes Fafen BA e Fafen SE, testadas isoladamente desde 2017;

v. Demais UGCs: ativos no exterior avaliados ao menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos.

d) UGCs do negócio de Biocombustível

i. UGC Biodiesel: conjunto de ativos que compõe as usinas de biodiesel. A definição da UGC, com avaliação conjunta das usinas, reflete o processo de planejamento e realização da produção, considerando as condições do mercado nacional e a capacidade de fornecimentos de cada usina, assim como os resultados alcançados nos leilões e a oferta de matéria-prima; e

ii. UGC Quixadá: Usina de Biodiesel Quixadá-CE em função da decisão pelo encerramento de suas operações.

Investimentos em coligadas e empreendimentos controlados em conjunto, incluindo *goodwill*, são avaliados quanto à perda por redução ao valor recuperável separadamente.

Outras informações sobre redução ao valor recuperável de ativos são apresentadas na nota explicativa 25.

4.4. Benefícios de pensão e outros benefícios pós-emprego

Os compromissos atuariais e os custos com os planos de benefícios definidos de pensão e aposentadoria e os de assistência médica dependem de uma série de premissas econômicas e demográficas, dentre as principais utilizadas estão:

- Taxa de desconto - compreende a curva de inflação projetada com base no mercado mais juros reais apurados por meio de uma taxa equivalente que conjuga o perfil de maturidade das obrigações de pensão e saúde com a curva futura de retorno dos títulos de mais longo prazo do governo brasileiro; e

- Taxa de variação de custos médicos e hospitalares - premissa representada pela projeção de taxa de crescimento dos custos médicos e hospitalares, baseada no histórico de desembolsos para cada indivíduo (*per capita*) da companhia nos últimos cinco anos, que se iguala à taxa da inflação geral da economia no prazo de 30 anos.

Essas e outras estimativas são revisadas, anualmente, e podem divergir dos resultados reais devido a mudanças nas condições de mercado e econômicas, além do comportamento das premissas atuariais.

A análise de sensibilidade das taxas de desconto e de variação de custos médicos e hospitalares, assim como informações adicionais das premissas estão divulgadas na nota explicativa 18.

4.5. Estimativas relacionadas a processos judiciais e contingências

A companhia é parte em arbitragens, processos judiciais e administrativos envolvendo questões cíveis, fiscais, trabalhistas e ambientais decorrentes do curso normal de suas operações e utiliza-se de estimativas para reconhecer os valores e a probabilidade de saída de recursos com base em pareceres avaliações técnicas de seus assessores jurídicos e nos julgamentos da Administração.

Essas estimativas são realizadas de forma individualizada ou por agrupamento de casos com teses semelhantes e essencialmente levam em consideração fatores como a análise dos pedidos realizados pelos autores, robustez das provas existentes, precedentes jurisprudenciais de casos semelhantes e doutrina sobre o tema. Especificamente para ações trabalhistas de terceirizados, a companhia estima a perda esperada através de um procedimento estatístico em virtude do volume de ações com características similares.

Decisões arbitrais, judiciais e administrativas em ações contra a companhia, nova jurisprudência e alterações no conjunto de provas existentes podem resultar na alteração na probabilidade de saída de recursos e suas mensurações mediante análise de seus fundamentos.

Informações sobre processos provisionados e contingências são apresentadas na nota explicativa 19.

4.6. Estimativas de custos com obrigações de desmantelamento de áreas

A companhia tem obrigações legais de remoção de equipamentos e restauração de áreas terrestres ou marítimas ao final das operações. As obrigações mais significativas dessa natureza envolvem a remoção e tratamento das instalações de produção de petróleo e gás natural no Brasil e no exterior em alto mar *offshore*. As estimativas de custos de futuras remoções e recuperações ambientais são realizadas com base nas informações atuais sobre custos e planos de recuperação esperados. O reconhecimento contábil dessas obrigações deve ser a valor presente, utilizando-se uma taxa de desconto livre de risco, ajustada ao risco de crédito da companhia. Em função dos longos períodos até a data de abandono, variações na taxa de desconto, por menor que sejam, podem ocasionar grandes variações no valor reconhecido.

Os cálculos das referidas estimativas são complexos e envolvem julgamentos significativos, uma vez que: i) as obrigações ocorrerão no longo prazo; ii) que os contratos e regulamentações possuem descrições subjetivas das práticas de remoção e restauração e dos critérios a serem atendidos quando do momento da remoção e restauração efetivas; e iii) que as tecnologias e custos de remoção de ativos se alteram constantemente, juntamente com as regulamentações ambientais e de segurança.

A companhia está constantemente conduzindo estudos para incorporar tecnologias e procedimentos de modo a otimizar as operações de abandono, considerando as melhores práticas da indústria. Contudo, os prazos e os valores dos fluxos de caixa futuros estão sujeitos a incertezas significativas.

Outras informações sobre desmantelamento de áreas são apresentadas na nota explicativa 20.

4.7. Tributos diferidos sobre o lucro

A companhia realiza julgamentos para determinar o reconhecimento e o valor dos tributos diferidos nas demonstrações financeiras. Os ativos fiscais diferidos são reconhecidos se for provável a existência de lucros tributáveis futuros. A determinação do reconhecimento de ativos fiscais diferidos requer a utilização de estimativas contidas no Plano Estratégico para o Grupo Petrobras, que anualmente é aprovado pelo Conselho de Administração. Esse plano contém as principais premissas que suportam a mensuração dos lucros tributáveis futuros que são: i) preço do petróleo do tipo *brent*; ii) taxa de câmbio; iii) resultado financeiro líquido.

A movimentação do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido diferidos estão apresentados na nota explicativa 16.6.

4.8. Contabilidade de *hedge* de fluxo de caixa de exportação

O cálculo das "exportações futuras altamente prováveis" tem como base as exportações previstas no Plano Estratégico corrente, representando uma parcela dos valores projetados para a receita de exportação. O valor estimado como altamente provável é obtido considerando-se a incerteza futura acerca do preço do petróleo, produção de óleo e demanda por produtos em um modelo de otimização das operações e investimentos da companhia, além de respeitar o perfil histórico de volume exportado em relação à produção total de óleo. Os valores das exportações futuras são recalculados a cada alteração de premissa na projeção do Plano de Negócios e Gestão (PNG) e do Plano Estratégico (PE). A metodologia utilizada para seu cálculo, bem como os seus respectivos parâmetros, é reavaliada pelo menos uma vez ao ano.

Outras informações e análises de sensibilidades da contabilidade de *hedge* de fluxo de caixa de exportação são divulgadas na nota explicativa 36.2.

4.9. Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente

Como descrito na nota explicativa 21, a companhia desenvolveu uma metodologia e realizou baixas contábeis de US$ 2.527 no terceiro trimestre de 2014, referentes a custos capitalizados representando montantes pagos na aquisição de imobilizado em anos anteriores.

A companhia continua acompanhando os resultados da investigação Lava Jato e a disponibilização de outras informações relativas ao esquema de pagamentos indevidos. Não foram identificadas na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2019 novas informações que indiquem a possibilidade de uma mudança material no montante baixado.

4.10. Perdas de crédito esperadas

A provisão de perdas de crédito (PCE) esperadas para ativos financeiros se baseia em premissas de risco de *default*, determinação da ocorrência ou não de aumento significativo no risco de crédito, fator de recuperação, entre outras. Para tal, a companhia utiliza julgamentos nessas premissas, além de informações sobre atrasos nos pagamentos e avaliações do instrumento financeiro com base em classificações externas de riscos e metodologias internas de avaliação.

4.10.1. Arrendamentos

A companhia utiliza taxas incrementais sobre empréstimos da companhia para descontar os fluxos de caixa dos pagamentos de arrendamentos cujas taxas implícitas não podem ser determinadas imediatamente. As taxas incrementais são estimadas a partir das taxas de captação corporativa (obtidas pelos rendimentos – *yields* - de títulos emitidos pela Petrobras), que levam em conta a taxa livre de risco e o prêmio de risco de crédito da companhia, ajustadas para refletir ainda as condições e características específicas do arrendamento, como o risco do ambiente econômico do país, o impacto das garantias, a moeda, o prazo e a data de início de cada contrato.

4.10.2. Incerteza sobre Tratamento de Tributos sobre o Lucro

As incertezas sobre tratamento de tributos sobre o lucro representam os riscos de que a autoridade fiscal não aceite um determinado tratamento tributário aplicado pela companhia. A companhia estima a probabilidade de aceitação do tratamento fiscal incerto pela autoridade fiscal com base em avaliações técnicas de seus assessores jurídicos, considerando precedentes jurisprudenciais aplicáveis a legislação tributária vigente, que podem ser impactados principalmente por mudanças nas regras fiscais ou decisões judiciais que alterem a análise dos fundamentos da incerteza.

5. Novas normas e interpretações

5.1. Novos IFRS ainda não adotados

Norma	Descrição	Efetiva em
Definition of a Business – Amendments to IFRS 3	Alterou o IFRS 3 para restringir e esclarecer a definição de um negócio e permitir uma avaliação simplificada de se um conjunto de atividades e ativos adquiridos é um grupo de ativos e não um negócio.	1º de Janeiro de 2020, com aplicação prospectiva
Interest Rate Benchmark Reform – Amendments to IFRS 9, IFRS 7 and IAS 39	Emendas ao IFRS 9 - Instrumentos Financeiros, IFRS 7 - Instrumentos Financeiros: Divulgações e IAS 39 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração, a fim de incluir exceções temporárias aos requisitos atuais de contabilidade de hedge, para compensar os efeitos de incertezas causadas pela reforma da taxa de juros de referência, relacionada à transição para a Taxa de Oferta Interbancária (IBOR – *Interbank Offered Rate*) recomendada pelo Conselho de Estabilidade Financeira (FSB – *Financial Stability Board*).	1º de Janeiro de 2020, com aplicação retrospectiva
Definition of Material – Amendments to IAS 1 and IAS 8	Emendas ao IAS 1 - Apresentação das Demonstrações Financeiras e IAS 8 - Políticas Contábeis, Mudanças nas Estimativas e Erros Contábeis, atualizando a definição de "material" para estabelecer que a informação é material se sua omissão, distorção ou obscuridade puder influenciar razoavelmente a decisão principais usuários das demonstrações contábeis.	1º de Janeiro de 2020, com aplicação prospectiva
IFRS 17 – Insurance Contracts	O IFRS 4 - Contratos de Seguros será substituída pela IFRS 17, que estabelece os requisitos a serem aplicados no reconhecimento e divulgação de contratos de seguros e resseguros.	1º de Janeiro de 2020, com aplicação prospectiva

Quanto às alterações listadas acima, a Companhia não estima impactos decorrentes da aplicação inicial em suas demonstrações financeiras consolidadas. Em relação ao IFRS 17 - Contratos de Seguros, a Companhia está avaliando a aplicabilidade nas demonstrações financeiras.

6. Gestão de Capital

A gestão de capital da companhia tem como objetivo o retorno de sua estrutura de capital a níveis adequados, visando à continuidade dos seus negócios e o aumento de valor para os acionistas e investidores. As principais fontes de recursos da empresa têm sido sua geração operacional de caixa e os desinvestimentos.

Em 2019, a companhia apurou lucro por ação de US$ 0,78 (US$ 0,55 em 2018) e está propondo à Assembléia Geral Ordinária (AGO) a distribuição de dividendos de US$ 0,2320 (US$ 0,2397 em 2018) para as ações preferenciais e US$ 0,1864 (US$ 0,0681 em 2018) por ação ordinária, conforme detalhado na nota explicativa 34.

Conforme o Plano Estratégico 2020-2024, não há necessidade de novas captações líquidas nos próximos 5 anos. Contudo, a empresa continuará avaliando oportunidades de *funding* objetivando operações de gerenciamento de passivos, visando à melhora do perfil de amortização e à redução do custo da dívida, mantendo um perfil de endividamento adequado aos prazos de maturação dos seus investimentos. O prazo médio de vencimento da dívida ficou em 10,80 anos (9,14 anos em 31 dezembro de 2018).

A Companhia espera, como parte do planejamento de financiamento, captar recursos por meio de seu programa de parceria e desinvestimento delineado pelo gerenciamento de seu portfólio.

7. Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários

7.1. Caixa e equivalentes de caixa

	31.12.2019	31.12.2018
Caixa e bancos	572	863
Aplicações financeiras de curto prazo		
- No País		
Fundos de investimentos DI e operações compromissadas	1.699	1.875
Outros fundos de investimentos	4	12
	1.703	1.887
- No exterior		
Time deposits	7	3.823
Auto Invest e contas remuneradas	4.620	6.708
Outras aplicações financeiras	470	618
	5.097	11.149
Total das aplicações financeiras de curto prazo	6.800	13.036
Total de caixa e equivalentes de caixa	7.372	13.899

Os fundos de investimentos no país têm seus recursos aplicados em títulos públicos federais brasileiros e em operações lastreadas em títulos públicos (compromissadas). As aplicações no exterior são compostas por aplicações em contas remuneradas com liquidez diária e outros instrumentos de renda fixa de curto prazo.

As principais aplicações de caixa no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 foram para cumprimento do serviço da dívida, incluindo pré-pagamentos, e amortizações de arrendamentos no total de US$ 36.981, além dos investimentos em imobilizado e intangível, incluindo o leilão do excedente da Cessão Onerosa US$ 23.897. Essas aplicações foram substancialmente proporcionadas por uma geração de caixa operacional de US$ 25.373, recebimentos pela venda de ativos e de participações de US$ 10.413, revisão da cessão onerosa de US$ 8.361, captações de US$ 7.464. Destaca-se as linhas de crédito compromissadas, conforme divulgadas na nota explicativa 32.4, que permitiram a redução das disponibilidades sem comprometimento da liquidez da companhia.

1.1.1. Prática Contábil

Caixa e equivalentes de caixa representam numerário em espécie, depósitos bancários disponíveis e aplicações financeiras de curto prazo com alta liquidez, vencíveis em até três meses, contados da data da contratação original, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e com risco insignificante de mudança de valor.

7.2. Títulos e valores mobiliários

	31.12.2019			31.12.2018		
	País	Exterior	Total	País	Exterior	Total
Valor justo por meio do resultado	875	–	875	1.083	–	1.083
Valor justo por meio de outros resultados abrangentes	7	–	7	8	–	8
Custo amortizado	45	19	64	45	–	45
Total	927	19	946	1.136	–	1.136
Circulante	875	13	888	1.083	–	1.083
Não circulante	52	6	58	53	–	53

Os títulos classificados como valor justo por meio de resultado referem-se principalmente a investimentos em títulos públicos federais brasileiros. Estes investimentos financeiros possuem prazos de vencimento superiores a três meses e, em sua maioria, são apresentados no ativo circulante em função da expectativa de realização ou vencimento no curto prazo.

7.2.1. Prática contábil

São inicialmente mensurados a valor justo e subsequentemente de acordo com as suas respectivas classificações:

- Custo amortizado: fluxos de caixa que constituem o recebimento, em datas especificadas, de principal e juros sobre o valor do principal em aberto e o modelo de negócios objetiva manter o ativo com o fim de receber seus fluxos de caixa contratuais. A receita de juros é calculada utilizando-se o método de juros efetivos.

- Valor justo por meio de outros resultados abrangentes: títulos nos quais a companhia elegeu de forma irrevogável por apresentar alterações subsequentes no valor justo do investimento em outros resultados abrangentes;

- Valor justo por meio do resultado: todos os demais títulos e valores mobiliários.

8. Receita de vendas

8.1. Receita de vendas de contratos com clientes

Como uma companhia de energia integrada, receitas de contratos com clientes são oriundas de diferentes produtos comercializados conforme nossos segmentos operacionais, levando-se em consideração características específicas dos mercados onde atua. Para mais informações sobre os segmentos operacionais da companhia, suas atividades e os respectivos produtos comercializados, vide nota explicativa 12.

A determinação dos preços das transações deriva de metodologias e políticas baseadas em parâmetros desses mercados, refletindo riscos inerentes às operações, nível de participação de mercado, variações em cotações de câmbio e preços de commodities no mercado internacional, incluindo os preços do petróleo do tipo brent, derivados de petróleo, tais como diesel e gasolina, e o índice Henry Hub.

As receitas de vendas são reconhecidas no momento em que o controle é transferido ao cliente, que geralmente ocorre no ato da entrega do produto ou quando o serviço é prestado. Os faturamentos ocorrem em períodos bem próximos às entregas e prestação de serviços, portanto, não são esperadas alterações significativas nos preços das transações a serem reconhecidas em receitas de períodos posteriores à satisfação de obrigação de desempenho, exceto para algumas exportações nas quais a formação de preço final ocorre após a transferência de controle dos produtos e estão sujeitas à variação do valor da commodity. As vendas são realizadas em prazos curtos de recebimento, não havendo assim componentes de financiamento.

Adicionalmente, a companhia atua como agente principalmente no negócio de biocombustíveis, onde a mesma não obtém o controle do biodiesel vendido às distribuidoras em qualquer momento durante a operação de venda. As receitas de agenciamento em 2019 totalizaram US$ 46.

8.2. Receita Líquida de Vendas

	2019	2018 Reapresentado	2017 Reapresentado
Diesel	23.007	23.450	19.642
Subvenção de Diesel	–	1.415	–
Gasolina	9.810	11.690	12.231
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	4.159	4.490	3.999
Querosene de aviação (QAV)	3.832	4.208	3.264
Nafta	1.669	2.455	2.637
Óleo combustível (incluindo bunker)	1.026	1.233	1.419
Outros derivados de petróleo	3.410	3.769	3.258
Subtotal de derivados	46.913	52.710	46.450
Gás natural	5.929	5.425	5.001
Renováveis e nitrogenados	245	366	3.498
Receitas de direitos não exercidos (breakage)	645	687	–
Eletricidade	1.322	2.027	3.616
Serviços, agenciamentos e outros	940	1.370	1.223
Mercado interno	55.994	62.585	59.788
Exportações	18.085	15.413	12.677
Vendas no exterior (*)	2.510	6.640	5.419
Mercado externo	20.595	22.053	18.096
Receitas de vendas	76.589	84.638	77.884

(*) Receita proveniente de vendas realizadas no exterior, incluindo trading e excluídas exportações.

Com a redução da participação no capital social da BR Distribuidora ocorrida em 25 de julho de 2019, a empresa deixou de ser consolidada e as vendas para a BR Distribuidora representam mais que 10% do total de vendas da companhia, impactando principalmente o segmento de Refino, Transporte e Comercialização (RTC).

8.3. Obrigações de desempenho restantes

A companhia possui contratos de vendas de produtos ou serviços vigentes e assinados até 31 de dezembro de 2019, com prazos superiores a 1 ano, onde há estabelecida uma quantidade de bens ou serviços para vendas nos próximos exercícios com seus respectivos termos de pagamentos.

A seguir estão apresentados os valores remanescentes desses contratos ao final de 2019 tendo como base suas quantidades de bens e serviços para vendas futuras, bem como preços na data base em 31 de dezembro de 2019 ou praticados em vendas recentes quando esses refletirem a informação mais diretamente observável:

	Total dos contratos	Expectativa de realização em até 1 ano
Mercado interno		
Gasolina	3.853	3.853
Diesel	6.538	6.538
Gás natural	15.929	4.714
Serviços e outros	5.722	1.542
Nafta	3.722	3.722
Eletricidade	4.286	718
Outros derivados de petróleo	45	45
Querosene de aviação (QAV)	943	943
Mercado externo		
Exportações	18.465	2.655
Vendas no exterior	–	–
Total	59.503	24.730

As receitas serão reconhecidas mediante transferências dos bens e serviços aos respectivos clientes, estando seus valores e período de reconhecimento sujeitos a demandas futuras, variações no valor de commodities, taxa de câmbio e outros fatores de mercado.

A tabela acima não inclui informações sobre contratos com clientes com duração igual ou inferior a um ano, como por exemplo, vendas no mercado spot, bem como valores estimados de contraprestações variáveis que sejam restritos, além de contratos que apenas estabeleçam condições e termos gerais (Master Agreements), para os quais volumes e preços somente serão definidos em contratos subsequentes.

Adicionalmente, as receitas de energia elétrica são substancialmente por demandas para geração de energia termoelétrica conforme requerimento do Operador Nacional do Sistema (ONS), as quais são impactadas pelas condições hidrológicas do Brasil. Desta forma, os valores apresentados na tabela acima representam principalmente valores fixos a receber em função da disponibilidade prometida aos clientes nessas operações.

8.4. Passivos de contratos

Em 31 de dezembro de 2019 a companhia possui US$ 128 (US$ 245 em 2018) em adiantamentos relacionados, principalmente, a contratos de take e ship or pay, a serem compensados com futuras vendas de gás natural ou pelo não exercício do direito pelo cliente, classificados como outras contas e despesas a pagar no passivo circulante.

8.5. Prática contábil

A companhia avalia os contratos com clientes que serão objeto de reconhecimento de receitas e identifica os bens e serviços distintos prometidos em cada um deles.

São consideradas obrigações de performance as promessas de transferir ao cliente bem ou serviço (ou grupo de bens ou serviços) que seja distinto, ou uma série de bens ou serviços distintos que sejam substancialmente os mesmos e que tenham o mesmo padrão de transferência para o cliente.

A companhia mensura a receita pelo valor da contraprestação à qual espera ter direito em troca das transferências dos bens ou serviços prometidos ao cliente, excluindo quantias cobradas em nome de terceiros. Os preços das transações têm como base preços declarados em contratos, os quais refletem metodologias e políticas de preços da companhia baseadas em parâmetros de mercados.

Ao transferir um bem, ou seja, quando o cliente obtém o controle desse, a companhia satisfaz à obrigação de performance e reconhece a respectiva receita, o que geralmente ocorre em momentos específicos no tempo no ato da entrega do produto.

9. Custos e Despesas por natureza

9.1. Custo dos produtos e serviços vendidos

	2019	2018 Reapresentado	2017 Reapresentado
	Jan-Dez	Jan-Dez	Jan-Dez
Matérias-primas, produtos para revenda, materiais e serviços contratados	(20.694)	(26.810)	(27.388)
Depreciação, depleção e amortização	(12.036)	(10.954)	(12.309)
Participação governamental	(9.741)	(10.905)	(7.895)
Gastos com pessoal	(3.261)	(3.515)	(3.606)
Total	(45.732)	(52.184)	(51.198)

(*) Inclui arrendamentos mercantis de curto prazo (12 meses ou inferior) e variação de estoques.

9.2. Despesas de vendas

	2019	2018 Reapresentado	2017 Reapresentado
	Jan-Dez	Jan-Dez	Jan-Dez
Materiais, serviços, aluguéis e outros	(3.664)	(3.445)	(3.033)
Depreciação, depleção e amortização	(549)	(145)	(75)
Perdas de créditos esperadas	(49)	(32)	(288)
Gastos com pessoal	(214)	(205)	(218)
Total	(4.476)	(3.827)	(3.614)

9.3. Despesas gerais e administrativas

	2019	2018 Reapresentado	2017 Reapresentado
	Jan-Dez	Jan-Dez	Jan-Dez
Gastos com pessoal	(1.427)	(1.500)	(1.605)
Materiais, serviços, fretes, aluguéis e outros	(539)	(626)	(911)
Depreciação, depleção e amortização	(158)	(113)	(140)
Total	(2.124)	(2.239)	(2.656)

10. Outras receitas (despesas) operacionais líquidas

	2019	2018 - Reapresentado	2017 - Reapresentado
(Perdas) / Ganhos com processos judiciais, administrativos e arbitrais	(1.520)	(2.283)	(861)
Plano de pensão e saúde (inativos)	(1.371)	(1.401)	(1.791)
Paradas não programadas e gastos pré-operacionais	(1.321)	(1.282)	(1.598)
Provisão para programa de remuneração variável	(643)	(265)	–
Resultado com derivativos de commodities	(370)	(416)	–
Gastos (reversões) com PDV	(198)	2	–
Participação nos lucros ou resultados	(43)	(442)	(145)
Plano de carreiras e remuneração - PCR	(2)	(293)	–
Acordos com Autoridades Americanas	–	(895)	–
Relações institucionais e projetos culturais	(180)	(178)	(208)
Despesas operacionais c/ termelétricas	(128)	(107)	(67)
Subvenções e assistências governamentais	238	248	91
Resultado com alienações, baixa de ativos e resultado na remensuração de participações societárias	6.046	416	1.725
Gastos/Ressarcimentos com operações em parcerias de E&P	383	331	372
Ressarcimento de gastos referentes à Operação Lava Jato	220	457	252
Equalização de gastos - AIP	2	(279)	–
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	(155)	621	337
Provisão para acordo da ação coletiva consolidada nos Estados Unidos (Class Action)	–	–	(3.449)
Outros	241	6	(169)
Total	1.199	(5.760)	(5.511)

11. Resultado financeiro líquido

	2019	2018 Reapresentado	2017 Reapresentado
	Jan-Dez	Jan-Dez	Jan-Dez
Receitas Financeiras	1.330	2.381	928
Receita com aplicações financeiras e títulos públicos	558	563	472
Deságio na recompra de títulos de dívida	5	323	–
Ganhos com acordos assinados (setor elétrico)	79	724	–
Outros	688	771	456
Despesas Financeiras	(7.086)	(5.675)	(7.006)
Despesas com financiamentos	(4.847)	(5.920)	(6.685)
Despesas com arrendamentos mercantis	(1.514)	(10)	(19)
Ágio na recompra de títulos de dívida	(860)	(651)	(338)
Encargos financeiros capitalizados	1.332	1.814	1.976
Atualização financeira da provisão de desmantelamento	(795)	(652)	(762)
Outros	(402)	(256)	(1.178)
Variações monetárias e cambiais, líquidas	(3.008)	(3.190)	(3.641)
Variações cambiais	(72)	(66)	(857)
Reclassificação do hedge accounting	(3.136)	(3.315)	(3.154)
Outros	200	191	370
Total	(8.764)	(6.484)	(9.719)

12. Resultado por Segmento

Resultado Consolidados por Área de Negócio

	2019					
	E&P	RTC	Gás & Energia	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Receita de vendas	50.462	67.538	11.493	1.221	(54.125)	76.589
Intersegmentos	49.400	9.432	3.308	226	(54.125)	8.241
Terceiros	1.062	58.106	8.185	995	–	68.348
Custo dos produtos vendidos	(27.304)	(61.578)	(7.713)	(1.167)	52.030	(45.732)
Lucro bruto	23.158	5.960	3.780	54	(2.095)	30.857
Despesas	(4.181)	(4.334)	2.580	(4.282)	(26)	(10.243)
Vendas	–	(2.164)	(2.260)	(31)	(21)	(4.476)
Gerais e administrativas	(254)	(336)	(134)	(1.401)	1	(2.124)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(799)	–	–	–	–	(799)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(394)	(11)	(15)	(156)	–	(576)
Tributárias	(127)	(151)	(152)	(189)	–	(619)
Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	(1.956)	(697)	(194)	1	(2)	(2.848)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(651)	(975)	5.335	(2.506)	(4)	1.199
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	18.977	1.626	6.360	(4.228)	(2.121)	20.614
Resultado financeiro líquido	–	–	–	(8.764)	–	(8.764)
Resultado de participações em investimentos	86	(151)	103	115	–	153
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	19.063	1.475	6.463	(12.877)	(2.121)	12.003
Imposto de renda/contribuição social	(6.451)	(552)	(2.162)	4.245	720	(4.200)
Lucro líquido (prejuízo) das operações continuadas	12.612	923	4.301	(8.632)	(1.401)	7.803
Lucro líquido (prejuízo) das Operações Descontinuadas	–	–	3	2.557	–	2.560
Lucro líquido (prejuízo)	12.612	923	4.304	(6.075)	(1.401)	10.363
Atribuível aos:						
Acionistas não controladores	(12)	(98)	124	198	–	212
Resultado Proveniente de Operações Continuadas	(12)	(98)	121	132	–	143
Resultado Proveniente de Operações Descontinuadas	–	–	3	66	–	69
Acionistas da Petrobras	12.624	1.021	4.180	(6.273)	(1.401)	10.151
Resultado Proveniente de Operações Continuadas	12.624	1.021	4.179	(8.763)	(1.401)	7.660
Resultado Proveniente de Operações Descontinuadas	–	–	1	2.490	–	2.491

	2018 - Reapresentado					
	E&P	RTC	Gás & Energia	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Receita de vendas	52.382	73.448	12.241	1.731	(55.164)	84.638
Intersegmentos	50.052	16.655	3.701	205	(55.164)	15.449
Terceiros	2.330	56.793	8.540	1.526	–	69.189
Custo dos produtos vendidos	(28.968)	(67.011)	(9.023)	(1.611)	54.429	(52.184)
Lucro bruto	23.414	6.437	3.218	120	(735)	32.454
Despesas	(5.068)	(3.437)	(2.461)	(4.662)	(38)	(15.666)
Vendas	(80)	(1.777)	(1.867)	(76)	(27)	(3.827)
Gerais e administrativas	(257)	(376)	(152)	(1.453)	(1)	(2.239)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(524)	–	–	–	–	(524)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(443)	(11)	(21)	(166)	–	(641)
Tributárias	(115)	(207)	(65)	(283)	–	(670)
Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	(1.391)	(442)	(190)	18	–	(2.005)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(2.258)	(624)	(166)	(2.702)	(10)	(5.760)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	18.346	3.000	757	(4.542)	(773)	16.788
Resultado financeiro líquido	–	–	–	(6.484)	–	(6.484)
Resultado de participações em investimentos	75	362	95	(9)	–	523
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	18.421	3.362	852	(11.035)	(773)	10.827
Imposto de renda/contribuição social	(6.236)	(1.020)	(257)	2.994	263	(4.256)
Lucro líquido (prejuízo) das operações continuadas	12.185	2.342	595	(8.041)	(510)	6.571
Lucro líquido (prejuízo) das Operações Descontinuadas	–	–	15	828	–	843
Lucro líquido (prejuízo)	12.185	2.342	610	(7.213)	(510)	7.414
Atribuível aos:	–	–	–	–	–	
Acionistas não controladores	(5)	(51)	128	169	–	241
Resultado Proveniente de Operações Continuadas	(5)	(51)	124	(69)	–	(1)
Resultado Proveniente de Operações Descontinuadas	–	–	4	238	–	242
Acionistas da Petrobras	12.190	2.393	482	(7.382)	(510)	7.173
Resultado Proveniente de Operações Continuadas	12.190	2.393	471	(7.972)	(510)	6.572
Resultado Proveniente de Operações Descontinuadas	–	–	11	590	–	601

	2017 - Reapresentado					
	E&P	RTC	Gás & Energia	Corporativo e outros negócios	Eliminação	Total
Receita de vendas	42.184	67.037	12.340	1.583	(45.260)	77.884
Intersegmentos	40.762	16.142	3.261	201	(45.260)	15.106
Terceiros	1.422	50.895	9.079	1.382	–	62.778
Custo dos produtos vendidos	(27.937)	(57.778)	(8.807)	(1.476)	44.800	(51.198)
Lucro bruto	14.247	9.259	3.533	107	(460)	26.686
Despesas	(3.750)	(3.603)	(659)	(8.194)	73	(16.133)
Vendas	(125)	(1.731)	(1.776)	(63)	81	(3.614)
Gerais e administrativas	(331)	(457)	(165)	(1.703)	–	(2.656)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(800)	–	–	–	–	(800)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(333)	(13)	(26)	(200)	–	(572)
Tributárias	(503)	(203)	(258)	(825)	–	(1.789)
Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	43	(781)	(446)	(7)	–	(1.191)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(1.701)	(418)	2.012	(5.396)	(8)	(5.511)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	10.497	5.656	2.874	(8.087)	(387)	10.553
Resultado financeiro líquido	–	–	–	(9.719)	–	(9.719)
Resultado de participações em investimentos	136	443	117	(23)	–	673
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	10.633	6.099	2.991	(17.829)	(387)	1.507
Imposto de renda/contribuição social	(3.571)	(1.922)	(977)	4.641	132	(1.697)
Lucro líquido (prejuízo) das operações continuadas	7.062	4.177	2.014	(13.188)	(255)	(190)
Lucro líquido (prejuízo) das Operações Descontinuadas	–	–	17	342	–	359
Lucro líquido (prejuízo)	7.062	4.177	2.031	(12.846)	(255)	169
Atribuível aos:	–	–	–	–	–	
Acionistas não controladores	41	(58)	119	158	–	260
Resultado Proveniente de Operações Continuadas	41	(58)	123	51	–	157
Resultado Proveniente de Operações Descontinuadas	–	–	(4)	107	–	103
Acionistas da Petrobras	7.021	4.235	1.912	(13.004)	(255)	(91)
Resultado Proveniente de Operações Continuadas	7.021	4.235	1.891	(13.239)	(255)	(347)
Resultado Proveniente de Operações Descontinuadas	–	–	21	235	–	256

A receita de vendas consolidadas intersegmentos (remanescente após eliminação) é referente às vendas de RTC para a BR, que está classificada como operação descontinuada no segmento "Corporativo e outros negócios".

12.1. Prática Contábil

As informações por segmento de negócio da companhia são elaboradas com base em informações financeiras disponíveis e que são atribuíveis diretamente ao segmento ou que podem ser alocadas em bases razoáveis, sendo apresentadas por atividades de negócio utilizadas pela Diretoria Executiva para tomada de decisões de alocação de recursos e avaliação de desempenho.

Na apuração dos resultados segmentados são consideradas as transações realizadas com terceiros, incluindo empreendimentos controlados em conjunto e coligadas, e as transferências entre os segmentos de negócio. As transações entre segmentos de negócio são valoradas por preços internos de transferência apurados com base em metodologias que levam em consideração parâmetros de mercado, sendo essas transações eliminadas, fora dos segmentos de negócios, para fins de conciliação das informações segmentadas com as demonstrações financeiras consolidadas da companhia.

Em decorrência dos desinvestimentos ocorridos em 2019, da estratégia de reposicionamento do seu portfólio previsto no Plano Estratégico 2020-2024, aprovado em 27 de novembro de 2019, bem como a materialidade dos negócios remanescentes, a companhia reavaliou a apresentação dos negócios de Distribuição e de Biocombustíveis, que passaram a ser incluídos no Corporativo e outros negócios. Por este motivo, os períodos anteriores estão sendo reapresentados para fins de comparabilidade. Desta forma, os segmentos de negócio da companhia divulgados separadamente são:

Exploração e Produção (E&P): abrange as atividades de exploração, desenvolvimento da produção e produção de petróleo, LGN (líquido de gás natural) e gás natural no Brasil e no exterior, objetivando atender, prioritariamente, as refinarias do país e atuando também de forma associada com outras empresas em parcerias, além das participações societárias em empresas deste segmento no exterior.

Como uma companhia integrada de energia, com foco em óleo e gás, a receita de vendas intersegmentos refere-se, principalmente, às transferências de petróleo para o segmento Refino, Transporte e Comercialização (RTC), que visam suprir as refinarias da companhia em atendimento à demanda nacional por derivados. Essas transações são mensuradas por preços internos de transferência com base nas cotações internacionais do petróleo e seus respectivos impactos cambiais, levando-se em consideração as características específicas da corrente de petróleo transferido.

Adicionalmente, o segmento E&P obtém receita de vendas pelas transferências de gás natural para o segmento Gás e Energia realizar o processamento em suas unidades industriais. Essas transações são mensuradas por preços internos de transferência, baseados nos preços internacionais praticados dessa commodity.

A receita de vendas para terceiros reflete, principalmente, a prestação de serviços relacionados com atividades de exploração e produção, as vendas realizadas pelas UPGNs do E&P, além das operações de petróleo e de gás natural realizadas por controladas no exterior.

Refino, Transporte e Comercialização (RTC): contempla as atividades de refino, logística, transporte, aquisição e exportação de petróleo bruto, assim como a compra e venda de produtos derivados do petróleo e etanol, no Brasil e no exterior. Adicionalmente, este segmento inclui a área de petroquímica, que compreende investimentos em sociedades do setor petroquímico, a exploração e processamento de xisto.

Este segmento realiza a aquisição de petróleo bruto do segmento de E&P, importa petróleo para a mistura com o petróleo doméstico da companhia, bem como realiza a aquisição de derivados de petróleo em mercados internacionais aproveitando os diferenciais de preços existentes entre o custo de processamento do petróleo no Brasil e o custo de importação de produtos derivados de petróleo.

A receita de vendas intersegmentos reflete, principalmente, operações de comercialização de derivados para os negócios de distribuição a preço de mercado, e as operações para os segmentos de G&E e E&P a preço interno de transferência.

A receita de vendas para terceiros reflete, principalmente, as operações de comercialização de derivados no país e de exportação e comercialização de petróleo e derivados por controladas no exterior.

Gás e Energia: contempla as atividades de logística, comercialização de gás natural e energia elétrica, transporte e comercialização de gás natural liquefeito (GNL), geração de energia através de usinas termelétricas, bem como participação em sociedades transportadoras e distribuidoras de gás natural no Brasil e no exterior. Nesse segmento, também são incluídos os resultados de operações de processamento de gás natural e produção de fertilizantes da companhia.

A receita de vendas intersegmentos é oriunda, principalmente, de transferência de gás natural processado, GLP e LGN para o segmento RTC, mensurada a preço interno de transferência.

Este segmento realiza a aquisição de gás natural nacional do segmento de E&P, de parceiros e terceiros, importa gás natural da Bolívia e GNL para complementar a demanda nacional.

A receita de vendas para terceiros reflete, principalmente, as operações de venda de gás natural processado para as distribuidoras de gás e a geração e comercialização de energia elétrica.

No Corporativo e outros negócios são alocados os itens que não podem ser atribuídos aos segmentos de negócios, compreendendo aqueles com características corporativas, além dos negócios de distribuição e biocombustíveis. Itens corporativos incluem principalmente aqueles vinculados à gestão financeira corporativa, overhead relativo à administração central e outras despesas, incluindo despesas atuariais referentes aos planos de pensão e de saúde destinados aos assistidos. Os negócios de distribuição refletem a participação societária na coligada Petrobras Distribuidora –BR (Investimentos e Resultado de Participações em Investimentos), os negócios de distribuição de derivados no exterior (América do Sul), além da operação descontinuada conforme nota explicativa 30. Os negócios de biocombustíveis refletem as atividades de produção de biodiesel, de seus co-produtos e de etanol.

13. Contas a receber

13.1. Contas a receber, líquidas

	31.12.2019	31.12.2018
Recebíveis de contratos com clientes		
Terceiros	4.481	6.614
Partes relacionadas		
Investidas (nota explicativa 37.1)	794	682
Recebíveis do setor elétrico (nota explicativa 13.4) (*)	334	4.400
Subtotal	5.609	11.696
Outros contas a receber		
Terceiros		
Recebíveis por desinvestimento (**)	1.434	1.296
Arrendamento mercantil financeiro	482	519
Outras	831	1.325
Partes relacionadas		
Subvenção de Diesel (nota explicativa 37.1)	–	400
Contas petróleo e álcool - créditos junto ao Governo Federal (nota explicativa 37.1)	304	307
Subtotal	3.051	3.847
Total do contas a receber	8.660	15.543
Perdas de crédito esperadas (PCE) - Terceiros	(2.286)	(3.390)
Perdas de crédito esperadas (PCE) - Partes Relacionadas	(45)	(915)
Total do contas a receber, líquidas	6.329	11.238
Circulante	3.762	5.746
Não circulante	2.567	5.492

(*) Inclui o valor de US$ 176 em 31 de dezembro de 2019 (US$ 199 em 31 de dezembro de 2018) referente a arrendamento mercantil financeiro a receber com empresa AME.

(**) Refere-se a valores a receber do desinvestimento na Nova Transportadora do Sudeste e parcela contingente de Roncador

As contas a receber estão classificadas na categoria de custo amortizado, exceto por determinados recebíveis com formação de preço final após a transferência de controle dos produtos dependente da variação do valor da *commodity*, classificados na categoria valor justo por meio do resultado, cujo valor em 31 de dezembro de 2019 totalizou US$ 357.

13.2. Aging do Contas a receber - Terceiros

	31.12.2019		31.12.2018	
	Contas a receber	Perdas de crédito	Contas a receber	Perdas de crédito
A vencer	4.658	(142)	5.863	(360)
Vencidos:				
Até 3 meses	251	(38)	484	(54)
De 3 a 6 meses	24	(8)	35	(12)
De 6 a 12 meses	49	(13)	48	(20)
Acima de 12 meses	2.245	(2.086)	3.325	(2.944)
Total	7.227	(2.287)	9.755	(3.390)

13.3. Movimentação das perdas de créditos esperadas - PCE

	31.12.2019	31.12.2018
Saldo inicial	4.305	5.945
Adoção inicial IFRS 9	–	122
Adições	217	104
Baixas	(1.241)	(1.253)
Transferência de ativos mantidos para venda	(871)	6
Ajuste Acumulado de Conversão	(79)	(619)
Saldo Final	2.331	4.305
Circulante	1.103	1.715
Não circulante	1.228	2.590

Em 2019, as baixas referem-se basicamente ao encerramento da ação judicial de cobrança do setor elétrico, conforme nota explicativa 13.4.

Em 2018, elas refletem principalmente os efeitos dos acordos assinados com a Eletrobras.

13.4. Contas a receber – Setor Elétrico (Sistema Isolado de Energia)

Setor Elétrico (Sistema Isolado de Energia)	Recebíveis fora do escopo dos IADs	IAD 2014	IAD 2018	Arrendamento mercantil	Outros	Total
Contas a Receber	1.348	2.560	739	199	1	4.847
PCE	(1.182)	(5)	(1)	-	(1)	(1.189)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	166	2.555	738	199	-	3.658
Faturamentos	857	-	-	-	-	857
Recebimento	(832)	(2.466)	(667)	(39)	-	(4.004)
Juros	12	114	36	30	-	192
Desreconhecimento de recebíveis	(879)	-	-	-	-	(879)
Acordos assinados em 2018	-	-	217	-	-	217
Deságio em cessão de direitos	-	(128)	-	-	-	(128)
(Constituição) reversão de PCE	(19)	2	-	(8)	-	(25)
Baixa de PCE	866	-	-	-	-	866
Transferência para ativos mantidos para venda (*)	(6)	(23)	(200)	-	-	(229)
Ajustes acumulados de conversão	(11)	(54)	(16)	(6)	-	(87)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	154	–	108	176	–	438
Contas a Receber	214	-	108	183	-	505
PCE	(60)	-	-	(7)	-	(67)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	154	–	108	176	–	438

(*) Valor referente aos recebíveis da BR que foram transferidos para ativos mantidos para venda em 30 de junho de 2019.

	Contas a Receber	PCE	Total
Partes Relacionadas			
Eletrobras	108	–	108
Amazonas Geração e Transmissão - AmGT	226	(44)	182
	334	(44)	290
Terceiros			
Cia de Gás do Amazonas - CIGÁS	156	(8)	148
Cia de Eletricidade do Amapá - CEA	15	(15)	-
Outros	–	-	–
	171	(23)	148
Saldo em 31 de dezembro de 2019	505	(67)	438
Saldo em 31 de dezembro de 2018	4.847	(1.189)	3.658

Em decorrência da conclusão do processo de privatização das Distribuidoras do Sistema Eletrobras, ocorrido em abril de 2019, todas as condições precedentes previstas nos Instrumentos de Assunção de Dívida – IADs, firmados entre as Distribuidoras e a Petrobras, foram atendidas e, com isso, a Eletrobras passou à condição de devedora de todos os valores em questão.

Em 30 de junho de 2019, o valor de USS 229 referente aos recebíveis da Petrobras Distribuidora (BR) foram transferidos para ativos mantidos para venda e posteriormente realizados, com a conclusão da venda adicional de sua participação na BR por meio de uma oferta pública secundária de ações (follow-on). Com a conclusão da operação, a Petrobras deixa de ser a controladora da BR, conforme detalhado na nota explicativa 30.

Em 31 de julho de 2019, a Petrobras, Eletrobras e Amazonas Energia solicitaram o encerramento da ação judicial de cobrança, requerida pela Petrobras, em face das devedoras principais (Amazonas Energia e Eletrobras), cuja importância totalizava aproximadamente US$ 766, conforme previsto no acordo extrajudicial firmado entre as partes e os IADs de 3 de dezembro de 2018 ("IAD 2018"). Com isso, no terceiro trimestre de 2019, os valores controversos bem como a provisão de crédito esperadas (PCE) constituída, foram integralmente revertidas, sem impactar o resultado do exercício, considerando que tais valores estavam integralmente reconhecidos como PCE.

O saldo remanescente do DAA 2018, no qual a Amazonas Energia (AME) era devedora e posteriormente assumido pela Eletrobras após a implementação de todas as condições contidas no reconhecimento da dívida, é de US$ 108.

Em 20 de setembro de 2019, a Petrobras e o Apolo Fundo de Investimento em Direitos Creditórios celebraram Contrato de Cessão de Direitos Creditórios, sem direito de regresso ou coobrigação, dos créditos contidos nos IADs 2014, pelo valor de US$ 2,251 e registro de um deságio de US$ 128, classificado em despesas financeiras.

Em relação ao fornecimento corrente de gás, após a cessão do contrato de comercialização de gás da "Amazonas Energia S/A" para a "Amazonas Geração e Transmissão S/A", ocorrida em dezembro de 2018, não foram mais registrados atrasos ou inadimplências no pagamento do fornecimento corrente.

13.5. Prática contábil

As contas a receber são geralmente classificadas como ao custo amortizado, exceto por determinados recebíveis classificados como valor justo por meio do resultado, cujos fluxos de caixa não se caracterizam como recebimento de principal e juros, incluindo recebíveis onde a formação dos preços finais após a transferência de controle dos produtos dependente da variação do valor da commodity.

Quando a companhia é arrendadora de um bem em um arrendamento financeiro, constitui-se um recebível por valor igual ao investimento líquido no arrendamento, composto pelos pagamentos do arrendamento a receber e qualquer valor residual não garantido de responsabilidade da companhia, descontados pela taxa de juros implícita da operação.

A companhia reconhece provisão para perdas de crédito esperadas para contas a receber de clientes de curto prazo por meio da utilização de matriz de provisões baseada na experiência de perda de crédito histórica não ajustada, quando tal informação representa a melhor informação razoável e sustentável, ou, ajustada, com base em dados observáveis atuais para refletir os efeitos das condições atuais e futuras desde que tais dados estejam disponíveis sem custo ou esforços excessivos.

Em geral, para os demais recebíveis, a companhia reconhece provisão por valor equivalente à perda de crédito esperada para 12 meses, entretanto, quando o risco de crédito do instrumento financeiro tiver aumentado significativamente desde o seu reconhecimento inicial, a provisão é reconhecida por valor equivalente à perda de crédito esperada (vida toda).

Ao avaliar o aumento significativo do risco de crédito, a companhia compara o risco de inadimplência (default) que ocorre no instrumento financeiro na data do balanço com o risco de inadimplência (default) que ocorre no instrumento financeiro na data de seu reconhecimento inicial.

Independentemente da avaliação do aumento significativo no risco de crédito, a companhia presume que o risco de crédito de um ativo financeiro aumentou significativamente desde o seu reconhecimento inicial quando os pagamentos contratuais estiverem vencidos há mais de 30 dias, exceto quando informações razoáveis e sustentáveis disponíveis demonstrarem o contrário.

A companhia assume que o risco de crédito de contas a receber não aumentou significativamente desde o seu reconhecimento inicial quando o mesmo possui baixo risco de crédito na data do balanço. Baixo risco de crédito é determinado com base em classificações externas de riscos e metodologias internas de avaliação.

A companhia considera inadimplência quando a contraparte não cumpre com a obrigação legal de pagamento de seus débitos quando devidos ou, a depender do instrumento, quando ocorre atraso de recebimento devido contratualmente em prazo igual ou superior a 90 (noventa) dias.

Perda de crédito esperada é a média ponderada de perdas de crédito com os respectivos riscos de inadimplência, que possam ocorrer conforme as ponderações. A perda de crédito sobre um ativo financeiro é mensurada pela diferença entre todos os fluxos de caixa contratuais devidos à companhia e todos os fluxos de caixa que a companhia espera receber, descontados à taxa efetiva original.

14. Estoques

	31.12.2019	31.12.2018
Petróleo	3.905	4.150
Derivados de petróleo	2.274	2.758
Intermediários	586	610
Gás Natural e GNL (*)	173	122
Biocombustíveis	28	150
Fertilizantes	28	78
Total produtos	6.994	7.868
Materiais, suprimentos e outros	1.195	1.119
Total	8.189	8.987

Os estoques consolidados são apresentados deduzidos de perdas para ajuste ao seu valor realizável líquido, sendo estes ajustes decorrentes, principalmente, de oscilações nas cotações internacionais do petróleo e seus derivados e quando constituídos são reconhecidos no resultado do exercício como custos dos produtos e serviços vendidos. No exercício findo em 31 de dezembro de 2019, houve constituição de provisão US$ 15 (US$ 420, no exercício findo em 31 de dezembro de 2018).

Em 31 de dezembro de 2019, a companhia possuía um volume de estoque de petróleo e/ou derivados dado como garantia dos Termos de Compromisso Financeiro – TCF, assinados em 2008 com a Petros, no valor de US$ 3.525 (US$ 4.496 em 31 de dezembro de 2018), conforme nota explicativa 18.

Prática contábil

Os estoques são mensurados pelo seu custo médio ponderado de aquisição ou de produção e são ajustados ao seu valor de realização líquido, quando este for inferior ao valor contábil.

O valor de realização líquido compreende o preço de venda estimado no curso normal dos negócios, deduzido dos custos estimados de conclusão e dos gastos para se concretizar a venda.

Os estoques de petróleo e GNL podem ser comercializados em estado bruto, assim como consumidos no processo de produção de seus derivados e/ou utilizados para geração de energia, respectivamente.

Os intermediários são formados por correntes de produtos que já passaram por pelo menos uma unidade de processamento, mas ainda necessitam ser processados, tratados ou convertidos para serem disponibilizados para venda.

Os biocombustíveis compreendem, principalmente, os saldos de estoques de etanol e biodiesel.

Materiais, suprimentos e outros representam, principalmente, insumos de produção e materiais de operação que serão utilizados nas atividades da companhia e estão demonstrados ao custo médio de compra, quando este não excede ao custo de reposição

15. Fornecedores

	31.12.2019	31.12.2018
Terceiros no país	2.560	4.008
Terceiros no exterior	2.045	1.572
Partes relacionadas	996	747
Saldo total no Passivo Circulante	5.601	6.327

16. Tributos

16.1. Tributos correntes

Imposto de renda e contribuição social	Ativo Circulante		Passivo Circulante		Passivo Não Circulante	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
No país						
Tributos sobre o lucro	2.485	733	71	66	-	-
Programas de regularização de débitos federais	-	-	57	56	504	552
	2.485	733	128	122	504	552
No exterior	8	6	148	89	-	-
Total	2.493	739	276	211	504	552

Demais impostos e contribuições	Ativo Circulante		Ativo não circulante		Passivo Circulante		Passivo Não Circulante (*)	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Impostos no país								
ICMS / ICMS Diferido	555	781	364	700	759	922	-	–
PIS e COFINS / PIS e COFINS diferido	417	442	2.591	1.831	252	309	44	–
PIS e COFINS - Lei 9.718/98	–	–	820	837	–	–	–	–
CIDE	31	22	-	-	45	50	-	–
Participação especial/Royalties	-	-	-	-	1.929	1.757	266	–
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	-	-	-	-	232	308	-	–
Programas de regularização de débitos federais	-	-	-	-	-	2	–	–
Outros	31	36	153	158	189	184	225	107
Total no Brasil	1.034	1.281	3.928	3.526	3.406	3.532	535	107
Impostos no exterior	17	15	11	14	18	24	-	-
Total	1.051	1.296	3.939	3.540	3.424	3.556	535	107

Os valores constantes no Ativo Circulante da linha de Tributos sobre o lucro se referem basicamente a créditos fiscais identificados no processo de apuração, além do saldo negativo de IRPJ e CSLL relativo aos anos calendário 2018 e 2019.

Os créditos de PIS-COFINS diferidos são referentes às aquisições de bens e serviços para ativos em construção “Obras em andamento”, uma vez que a legislação só permite o seu aproveitamento após a entrada desses Ativos em produção.

Em 2019, foram reconhecidas provisões para perdas de créditos fiscais a recuperar (ICMS, PIS e COFINS), de curto e longo prazo, no montante aproximado de US$ 243, decorrente, principalmente, de alteração no escopo de projetos de investimento em andamento, refletindo a visão do Plano Estratégico da companhia, assim como por incertezas relacionadas à realização de créditos em operações de comercialização de energia elétrica.

PIS e COFINS Lei 9.718/98

A companhia ajuizou ações ordinárias contra a União referentes à recuperação dos valores recolhidos a título de PIS/COFINS sobre receitas financeiras e variações cambiais ativas, considerando a inconstitucionalidade do §1º do art. 3º da Lei 9.718/98, nos períodos compreendidos entre fevereiro de 1999 a janeiro de 2004.

Todas as ações foram julgadas procedentes e têm o mérito transitado em julgado. O pedido de restituição dos valores requer a prévia homologação pelo Juízo dos laudos de liquidação e posteriormente a execução judicial do direito. Em 2017, para a maior parcela a ser recuperada, houve a publicação de laudo de liquidação favorável à Petrobras. O processo ainda aguarda a homologação pelo Juízo.

Em 31 de dezembro de 2019, o montante atualizado monetariamente é de US$ 820 (US$ 837 em 31 de dezembro de 2018).

16.2. Programas de Anistias Estaduais

No exercício findo em 2019, a Petrobras, em cumprimento ao processo atual de governança e na análise da relação custo e benefício, aderiu a programas de anistias e de remissão estadual para pagamento à vista de débitos de ICMS conforme apresentado a seguir:

Estado	Lei Estadual Decreto n°	Benefícios auferidos	Débitos Existentes (*)	Benefício de Redução	Valor pago, após benefício (**)
BA	14.085/2019	Redução de 90% dos débitos cujos montantes decorram de multas por infrações e de acréscimos moratórios e remissão de 50% créditos de ICMS	449	(344)	105
PE	414/2019	Redução de 90% do juros de mora e 43% das multas	335	(224)	111
AM	202/2019	Redução de 95% das multas e do juros de mora	196	(135)	61
CE	33.135/2019	Redução de 90% dos débitos cujos montantes decorram de multas por infrações e de acréscimos moratórios e remissão de 50% créditos de ICMS	127	(98)	29
AL	5.900/96	Redução de 90% das multas e do juros de mora	83	(63)	20
SE	40.486/2019	Redução de 90% das multas e do juros de mora	41	(26)	15
RS	54.853/2019 e 54.887/2019	Redução de 60% e 90% das multas e do juros de mora e remissão de 50% créditos de ICMS.	76	(58)	18
			1.307	(948)	359

(*) US$ 1,2 bilhões de débitos estavam classificados como perda possível, conforme nota explicativa 19.
(**) Valores reconhecidos em despesas tributárias (US$ 230), outras (despesas) receitas operacionais (US$ 103) e despesas financeiras (US$ 33).

16.3. Programas de regularização de débitos federais

Em 2018 foi quitada a maior parte dos saldos relativos a débitos incluídos em programas de regularização tributária de débitos, instituídos em 2017, e que possibilitaram à companhia encerrar relevantes disputas judiciais com redução de juros, multas e encargos legais, bem como com utilização de créditos de prejuízo fiscal, junto a Receita Federal do Brasil (RFB), Procuradoria Geral da Fazenda Nacional (PGFN) e de autarquias e fundações públicas federais.

Em 31 de dezembro de 2019, permanece com saldo a pagar o Programa Especial de Regularização Tributária (PERT), que abrangeu o processo judicial relacionado ao auto de infração da RFB sobre a dedutibilidade integral das obrigações assumidas pela companhia em 2008 pelos Termos de Compromisso Financeiros (TCF) celebrados com a Petros e entidades representantes dos empregados na base de cálculo do IRPL e CSLL, considerando que não houve novas adesões a programas de débitos federais.

A seguir está apresentada a movimentação deste programa:

	31.12.2018	Pagamento	Prejuízo Fiscal	Atualização Monetária	Outros	Ajuste acumulado de conversão	31.12.2019
PERT							
IRPJ/CSLL	607	(55)	–	30	–	(23)	559
Outros tributos	–	–	–	–	1	–	1
	607	(55)	–	30	1	(23)	560
Circulante							56
Não Circulante							504

Os saldos relativos aos programas de regularização de débitos federais apresentam os prazos de vencimento a seguir:

	2020	2021	2022	2023	2024	A partir de 2025	Total
PERT	56	56	56	56	56	280	560
Total	56	56	56	56	56	280	560

16.4. Modelo tributário para a indústria de petróleo e gás – Repetro - Sped

A Lei nº 13.586, promulgada em 2017 definiu um novo modelo de tributação para a indústria de petróleo e gás e, juntamente com o Decreto nº 9.128/2017 e a IN RFB nº 1.781/2017, estabeleceu um novo regime especial para exploração, desenvolvimento e produção de óleo, gás e outros hidrocarbonetos líquidos, chamado Repetro-Sped.

A partir da aplicação deste novo modelo, a companhia espera maior estabilidade legal no setor de petróleo e gás no Brasil, o que pode incentivar maiores investimentos e reduzir o número de litígios envolvendo os participantes do setor.

O Repetro-Sped mantém a suspensão integral dos tributos sobre os bens admitidos temporariamente no país, benefício já previsto no regime Repetro anterior, e amplia a desoneração para bens importados permanentemente no Brasil, mediante aquisição destes em definitivo pela Petrobras e Consórcios brasileiros. Para os bens que já estavam no país em 31 de dezembro de 2017, a companhia iniciou a transferência da propriedade dos ativos de petróleo e gás da PNBV e suas subsidiárias, para a controladora e consórcios no Brasil, que ocorrerá até 2020. Desta forma, em razão dos ativos não mais necessitarem retornar ao exterior ao fim do contrato, houve eliminação dos seus respectivos custos operacionais e financeiros de remoção. O regime expirará em dezembro de 2040. Por conta destas transferências ocorreu uma restruturação societária das empresas no exterior, conforme mencionado na nota 30.2.

Em 4 de setembro de 2019, foi publicada a IN RFB nº 1.901 que regulamentou o Repetro-Industrialização, criado pela Lei nº 13.586/2017. O regime permite que a empresa beneficiária possa importar ou adquirir no mercado interno, com a suspensão de tributos federais, matérias-primas, produtos intermediários e materiais de embalagem para serem utilizados integralmente no processo produtivo de produto final destinados a empresas beneficiárias do Repetro-Sped.

Na esfera estadual, por deliberação do Conselho Nacional de Políticas Fazendárias (CONFAZ), os estados autorizaram a concessão de incentivos fiscais relacionados ao ICMS incidente, sobre operações abrangidas pelo Repetro-Sped, cabendo a cada unidade federada promover a incorporação desses incentivos em sua ordem normativa interna.

Até o presente momento, os estados que introduziram os incentivos fiscais de ICMS aplicáveis ao Repetro-Sped e autorizados pelo CONFAZ são: Amazonas, Bahia, Ceará, Espirito Santo, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, São Paulo, Sergipe, Minas Gerais e Piauí.

Finalmente, em 17 de dezembro de 2019 foi publicado o Convênio ICMS 220, que teve por propósito alterar o Convênio ICMS 03/2018, aprimorando as regras até então vigentes para esclarecer diversos pontos como a competência tributária nas operações interestaduais e a responsabilidade dos adquirentes pelo recolhimento do ICMS. Tais alterações foram promovidas para incorporar ao ICMS a sistemática do Repetro-Industrialização, instituída no âmbito federal a partir da IN RFB nº 1.901/2019.

16.5. Imposto de renda e contribuição social diferidos – não circulante

a) A movimentação do imposto de renda e da contribuição social diferidos está apresentada a seguir:

	Imobilizado									
	Custo com prospecção	Outros (*)	Empréstimos, contas a receber/ pagar e financiamentos (**)	Arrendamen-tos mercantis financeiros	Provisão para processos judiciais	Prejuízos fiscais	Estoques	Benefícios concedidos a empregados	Outros	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2018	(10.692)	(498)	1.661	(130)	2.201	6.031	569	2.688	534	2.364
Reconhecido no resultado do exercício	2.048	(1.109)	(1.509)	(134)	208	(244)	(49)	192	(167)	(764)
Reconhecido no patrimônio líquido	-	-	1.916	-	-	-	-	(119)	2	1.799
Ajuste acumulado de conversão	1.397	205	(260)	28	(345)	(668)	(65)	(417)	(34)	(159)
Utilização de créditos tributários	-	-	-	-	-	(1.117)	-	-	(105)	(1.222)
Outros	-	(26)	18	89	2	15	-	11	(101)	8
Saldo em 31 de dezembro de 2018	(7.247)	(1.428)	1.826	(147)	2.066	4.017	455	2.355	129	2.026
Adoção inicial IFRS 9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Em 1º de janeiro de 2019	(7.247)	(1.428)	1.826	(147)	2.066	4.017	455	2.355	129	2.026
Reconhecido no resultado do exercício	1.497	(2.711)	(95)	(4)	(1.142)	(886)	217	146	180	(2.798)
Reconhecido no resultado de operações descontinuadas (***)	–	–	–	–	–	–	–	–	(612)	(612)
Reconhecido no patrimônio líquido	–	–	(203)	329	–	–	–	1.491	–	1.617
Ajuste acumulado de conversão	242	92	(114)	(9)	(51)	(54)	(17)	(56)	25	58
Utilização de créditos tributários	–	–	–	–	–	(352)	–	–	23	(329)
Transferência para disponíveis para venda	–	444	(55)	17	(87)	(175)	(23)	(216)	(181)	(276)
Outros	–	14	(16)	2	(4)	(39)	(2)	(10)	(3)	(58)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	(5.508)	(3.589)	1.343	188	782	2.511	630	3.710	(439)	(372)
Impostos diferidos ativos										2.680
Impostos diferidos passivos										(654)
Saldo em 31 de dezembro de 2018										2.026
Impostos diferidos ativos										1.388
Impostos diferidos passivos										(1.760)
Saldo em 31 de dezembro de 2019										(372)

(*) Inclui, principalmente, ajustes de perda no valor de recuperação de ativos, juros capitalizados e ampliação de base de ativos para cálculo de depreciação acelerada.
(**) Os valores reconhecidos como empréstimos, contas a receber/pagar, financiamentos e arrendamentos mercantis, referem-se ao efeito tributário sobre a variação cambial registrada em outros resultados abrangentes (hedge de fluxo de caixa), conforme nota explicativa 36.2.

(***) Imposto de renda e contribuição social sobre o ganho na remensuração na venda da BR Distribuidora (nota explicativa 30).

O reconhecimento dos créditos fiscais diferidos ativos leva em consideração avaliações de incertezas sobre os tratamentos de tributos sobre o lucro no contexto de leis fiscais aplicáveis, bem como na projeção de lucro tributável para os exercícios subsequentes, sendo tal projeção revisada anualmente. A Administração considera que os créditos fiscais diferidos ativos serão realizados na proporção da realização das provisões e da resolução final dos eventos futuros, ambos fundamentados nas projeções baseadas no PNG e que não ultrapassam dez anos.

Realização do imposto de renda e da contribuição social diferidos

Os créditos fiscais diferidos ativos foram reconhecidos com base na projeção de lucro tributável nos exercícios subsequentes, suportada pelas premissas do Plano Estratégico (PE) 2020-2024, que tem como principais metas a reestruturação dos negócios, a continuidade do programa de desinvestimentos, a desmobilização de ativos e a redução de gastos operacionais.

A Administração considera que os créditos fiscais diferidos ativos serão realizados na proporção da realização das provisões e da resolução final dos eventos futuros, ambos baseados nas projeções baseadas no PE.

Em 31 de dezembro de 2019, a expectativa de realização dos ativos e passivos fiscais diferidos é a seguinte:

	Ativos	Passivos
2020	928	21
2021	24	39
2022	46	19
2023	20	288
2024	32	705
2025 em diante	338	688
Parcela registrada contabilmente	1.388	1.760
País	245	–
Exterior	1.414	–
Parcela não registrada contabilmente	1.659	–
Total	3.047	1.760

Em 31 de dezembro de 2019, a companhia possuía créditos tributários no exterior não registrados no montante de U$ 1,414 (US$ 1,472 em 31 de dezembro de 2018), decorrentes de prejuízos fiscais acumulados, oriundos, principalmente, das atividades de exploração e produção de óleo e gás e refino nos Estados Unidos no valor de US$ 1,346 (US$ 1,398 em 31 de dezembro de 2018) e na Espanha no valor de US$ 68 (US$ 69 em 2018).

O quadro a seguir demonstra os prazos máximos para aproveitamento dos créditos tributários não registrados no exterior:

Data Limite	Créditos tributários não registrados
2021	45
2022	1
2023	13
2024	9
2025	3
2026 - 2028	234
2029 - 2031	292
2032 - 2034	563
2035 - 2037	254
Total	1.414

16.6. Reconciliação do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro

A reconciliação dos tributos apurados conforme alíquotas nominais e o valor dos impostos registrados estão apresentados a seguir:

	2019	2018 Reapresentado	2017 - Reapresentado
Lucro do exercício antes dos impostos	12.003	10.827	1.507
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas nominais (34%)	(4.081)	(3.681)	(513)
Juros sobre capital próprio, líquidos	728	553	(53)
Alíquotas diferenciadas de empresas no exterior	1.056	355	669

Tributação no Brasil de lucro de empresas no exterior (*)	(175)	(41)	(70)
Incentivos fiscais (**)	443	74	168
Prejuízos fiscais (***)	(682)	(484)	(146)
Exclusões/(adições) permanentes, líquidas (****)	(1.556)	(780)	(454)
Adesão aos programas de regularização de tributos federais (*****)	–	–	(1.373)
Efeito sobre acordo com as autoridades norte americanas	–	(293)	–
Outros	67	41	75
Despesa com imposto de renda e contribuição social	(4.200)	(4.256)	(1.697)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(2.798)	(370)	(400)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(1.402)	(3.886)	(1.297)
Total	(4.200)	(4.256)	(1.697)
Alíquota efetiva de imposto de renda e contribuição social	35,0%	39,3%	112,6%

(*) Imposto de renda e contribuição social no país referentes aos lucros auferidos nos exercícios por investidas no exterior, conforme dispositivos previstos na Lei nº 12.973/2014.

(**) Inclui, principalmente, incentivos fiscais obtidos junto as autoridades holandesas.

(***) Inclui o valor de US$ 674, referente a provisões para tratamentos fiscais no exterior, objeto de revisão pelas autoridades tributárias locais.

(****) Inclui equivalência patrimonial, despesa atuarial e efeito sobre acordos judiciais.

(*****) Em 2017, refere-se a "IRPJ/CSLL - principal do auto de infração" e "IRPJ/CSLL - reversão do prejuízo fiscal (2012 a 2017)".

16.7. Prática contábil para imposto de renda e contribuição social

As despesas de imposto de renda e contribuição social do exercício são reconhecidas no resultado a menos que estejam relacionados a itens diretamente reconhecidos no patrimônio líquido, compreendendo os impostos correntes e diferidos calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de IRPJ de 10% sobre o lucro tributável (lucro real) para imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável (lucro real) para contribuição social sobre o lucro líquido, considerando-se a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro tributável (lucro real) do exercício. Desde 2015, despesas com imposto de renda sobre lucros auferidos por subsidiárias no exterior são reconhecidas conforme estabelecido pela Lei nº 12.973/2014.

16.7.1. Imposto de renda e contribuição social correntes

São calculados com base no lucro tributável apurado conforme legislação pertinente e alíquotas vigentes no final do período que está sendo reportado. As incertezas sobre tratamento de tributos sobre o lucro são avaliadas periodicamente, levando em consideração a probabilidade de aceitação pela autoridade fiscal.

O imposto de renda e a contribuição social correntes são apresentados líquidos, por entidade contribuinte, quando existe direito legalmente executável para compensar os valores reconhecidos e quando há intenção de liquidar em bases líquidas, ou realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

16.7.2. Imposto de renda e contribuição social diferidos

São geralmente reconhecidos sobre as diferenças temporárias apuradas entre as bases fiscais de ativos e passivos e seus valores contábeis, e mensurados pelas alíquotas que se espera que sejam aplicáveis no período quando for realizado o ativo ou liquidado o passivo, com base nas alíquotas (e legislação fiscal) que estejam promulgadas ou substantivamente promulgadas ao final do período que está sendo reportado.

O ativo fiscal diferido é reconhecido para todas as diferenças temporárias dedutíveis, inclusive para prejuízos e créditos fiscais não utilizados, na medida em que seja provável a existência de lucro tributável contra o qual a diferença temporária dedutível possa ser utilizada, a não ser que o ativo fiscal diferido surja do reconhecimento inicial de ativo ou passivo na transação que não é uma combinação de negócios e no momento da transação não afeta nem o lucro contábil nem o lucro tributável (prejuízo fiscal).

A existência de lucro tributável futuro baseia-se em estudo técnico, aprovado pela Administração da companhia.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são apresentados líquidos, quando existe direito legalmente executável à compensação dos ativos fiscais correntes contra os passivos fiscais correntes e os ativos fiscais diferidos e os passivos fiscais diferidos estão relacionados com tributos sobre o lucro lançados pela mesma autoridade tributária na mesma entidade tributável ou nas entidades tributáveis diferentes que pretendem liquidar os passivos e os ativos fiscais correntes em bases líquidas, ou realizar os ativos e liquidar os passivos simultaneamente, em cada período futuro no qual se espera que valores significativos dos ativos ou passivos fiscais diferidos sejam liquidados ou recuperados.

17. Salários, férias, encargos e participações

	31.12.2019	31.12.2018
Provisão de férias e 13º salário	660	781
Participação nos lucros ou resultados	16	355
Programa de remuneração variável	655	269
Plano de desligamento voluntário (PDV)	140	36
Salários, encargos e outras provisões	212	217
Total	1.683	1.658
Circulante	1.645	1.658
Não circulante	38	–

Programa de Prêmio por Performance - PPP

Em 2019, o Conselho de Administração aprovou, para o exercício de 2019, um novo modelo de remuneração variável para todos os empregados da companhia: o Programa de Prêmio por Performance - PPP, que alinhado ao Plano Estratégico, valorizará a meritocracia e trará flexibilidade para um cenário em que a empresa busca mais eficiência e alinhamento às melhores práticas de gestão.

O novo PPP será pago em parcela única, caso a companhia apresente lucro líquido acima de R$ 10 bilhões no exercício de 2019, e o montante estimado de desembolso dependerá de determinados fatores, como desempenho individual dos empregados e resultado das áreas, além das métricas de desempenho da companhia.

O atual modelo substitui os demais benefícios relativos à remuneração variável, provisionados e pagos pela companhia, relativos ao exercício 2018, como Participação nos lucros ou resultado – PLR e Programa de remuneração variável de empregados – PRVE.

Em 2019, a companhia provisionou US$ 655 referente a remuneração variável de 2019 dos empregados, registrado em outras despesas operacionais

Plano de desligamento voluntário

Em 24 de abril de 2019, o Conselho de Administração da companhia aprovou Programa de Desligamento Voluntário (PDV). O período de adesões ao PDV ocorre entre 2 de maio de 2019 até 30 de junho de 2020, para os empregados da Petrobras, que até o término do período de inscrições, estejam aposentados pelo INSS. O programa visa atingir o objetivo de adequação do efetivo e otimização de custos.

O reconhecimento da provisão para gastos com este plano ocorrerá na medida em que os empregados realizarem a adesão. Desta forma, a companhia já registrou a adesão de 3.045 funcionários neste plano, e o desligamento de 966 funcionários.

Adicionalmente, a companhia lançou dois novos programas de desligamento voluntário com as mesmas vantagens legais e indenização do PDV 2019, porém destinados aos empregados não aposentados e com regramentos próprios. Estes programas estão voltados para as áreas Corporativas e para as Unidades em processo de desinvestimento. O PDV Corporativo já registou a adesão de 243 funcionários e o desligamento de 28 funcionários.

A inscrição do PDV Corporativo ocorreu em outubro de 2019, limitada a 100 empregados no 1º ciclo, com desligamento previsto entre dezembro de 2019 e fevereiro de 2020, enquanto que o de Unidades é aberto à medida que os ativos são desinvestidos.

Em 31 de dezembro de 2019, as alterações na provisão para despesas relacionadas aos planos de desligamento implementados pela Companhia estão demonstradas a seguir:

	31.12.2019	31.12.2018
Saldo inicial	35	34
Operações descontinuadas(*)	(21)	–
Inscritos no PDV	200	29
Revisão de provisão (desistências / atualização)	(2)	(7)
Utilização por desligamento	(71)	(16)
Ajuste acumulado de conversão	(1)	(5)
Saldo final	140	35
Circulante	98	35
Não Circulante	42	

18. Benefícios pós-emprego – Planos de pensão e saúde

	2019	2018
Plano de pensão Petros Repactuados	10.231	7.152
Plano de pensão Petros Não Repactuados	3.264	2.880
Plano de pensão Petros 2	989	411
Plano de saúde AMS	11.986	12.236
Outros planos	24	71
Total	26.494	22.750
Circulante	887	810
Não Circulante	25.607	21.940
Total	26.494	22.750

Com o desinvestimento na BR Distribuidora em 25 de julho de 2019, o passivo atuarial dessa empresa deixou de ser considerado no saldo das obrigações de benefícios pós emprego da Petrobras em 31 de dezembro de 2019 e na apuração de eventual déficit no plano de benefício definido este deverá ser equacionado por participantes e patrocinadores observada a proporção das suas contribuições ao plano, conforme Lei complementar n° 109/2001.

18.1. Planos de pensão

A gestão dos planos de previdência complementar da companhia é responsabilidade da Fundação Petrobras de Seguridade Social – Petros, que foi constituída pela Petrobras como uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, com autonomia administrativa e financeira.

a) Plano Petros Repactuados e Não repactuados

Os planos Petros Repactuados e Não Repactuados(anteriormente Plano Petros do Sistema Petrobras – PPSP) são planos de previdência de benefício definido, instituídos pela Petrobras em julho de 1970, que asseguram aos participantes uma complementação do benefício concedido pela Previdência Social, e são direcionados atualmente aos empregados da Petrobras e da coligada Petrobras Distribuidora - BR. O plano está fechado aos empregados admitidos desde setembro de 2002.

A avaliação do plano de custeio da Fundação Petros é procedida em regime de capitalização, para a maioria dos benefícios. As patrocinadoras efetuam contribuições regulares em valores iguais aos valores das contribuições dos participantes (empregados, assistidos e pensionistas), ou seja, de forma paritária.

Em agosto de 2019, o Conselho de Administração aprovou a liquidação antecipada de parte do Termo de Compromisso Financeiro (TCF) com a Petros no valor de US$ 690, sendo US$ 524 no PPSP-R e US$ 166 no PPSP-NR. O pagamento integral do valor, que ocorreria apenas em 2028, ocorreu antecipadamente pela companhia com a finalidade de melhoria da liquidez dos planos.

Em 31 de dezembro de 2019, os saldos do TCF, Termos de Compromisso Financeiro - TCF, assinados em 2008 pela companhia e a Fundação Petros para cobrir obrigações dos planos (PPSP-R e PPSP-NR), totalizavam US$ 2.264 e US$ 1.216 respectivamente. Os compromissos dos TCF têm prazo de vencimento em 20 anos com pagamento de juros semestrais de 6% a.a. sobre o saldo a pagar atualizado. Nesta mesma data, a companhia possuía estoque de petróleo e/ou derivados dado como garantia dos TCF no valor de US$ 3.525.

Para o exercício de 2020, para os planos PPSP-R e PPSP-NR, as contribuições esperadas somaram US$ 247 e US$ 116 e o pagamento de juros sobre os TCFs, US$ 101 e US$ 47, respectivamente.

A duração média do passivo atuarial dos planos PPSP-R e PPSP-NR, em 31 de dezembro de 2019, é de 13,78 anos e 11,05 anos, respectivamente (13,08 anos e 11,69 anos em 31 de dezembro de 2018, respectivamente).

Cisão dos Planos PPSP - Repactuados (PPSP-R) e PPSP – Não Repactuados (PPSP-NR)

Em 27 de dezembro de 2019, a Previc autorizou a cisão dos planos PPSP-R e PPSP-NR em mais dois novos planos, com o objetivo de agrupar os participantes do Grupo Pré-70 no PPSP-R Pré-70 e no PPSP-NR Pré-70.

O Grupo Pré-70 é formado por empregados e ex-empregados da Petrobras admitidos anteriormente a 1º de julho de 1970, que se inscreveram no Plano Petros do Sistema Petrobras (PPSP) até 1º de janeiro de 1996 e se mantiveram ininterruptamente vinculados à patrocinadora de origem até a obtenção da condição de assistidos.

Em 31 de dezembro de 2019, o saldo do passivo atuarial relativo o grupo Pré-70 (PPSP-R Pré-70 e PPSP-NR Pré-70) representa 7% e 22% do saldo do passivo atuarial dos planos Repactuados e Não Repactuados, respectivamente.

A partir do 1° trimestre de 2020, a movimentação das obrigações atuariais do grupo Pré-70 reconhecidos no balanço patrimonial será evidenciada de forma segregada em dois planos independentes, PPSP-R Pré-70 e PPSP-NR Pré-70.

Plano de equacionamento do déficit do Plano Petros do Sistema Petrobras (PPSP)

O déficit acumulado até o exercício de 2015, atualizado até dezembro de 2017, com base na meta atuarial, para US$ 6.773 (R$ 27,3 bilhões em 31 de dezembro de 2019) está sendo equacionado com base nas regras estabelecidas no Plano de equacionamento do déficit (PED), aprovado pelo Conselho Deliberativo da Petros, em 12 de setembro de 2017, e apreciado pelo Conselho de Administração da Petrobras e pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (SEST).

As contribuições extras por parte dos participantes e patrocinadoras, relativas a este déficit, iniciaram em março de 2018, exceto as que estão suspensas por força de decisão judicial, que somavam US$ 430 em 31 de dezembro de 2019. Todavia, todas as sentenças foram favoráveis à manutenção do plano de equacionamento aprovado pelo Conselho Deliberativo da Petros. No exercício findo em 31 de dezembro de 2019, a companhia desembolsou US$ 256 em contribuições referentes ao PED.

Conforme as Leis Complementares 108/2001 e 109/2001, bem como a Resolução do Conselho de Gestão de Previdência Complementar - CGPC 26/2008, o déficit deve ser equacionado paritariamente entre as patrocinadoras (Petrobras, Petrobras Distribuidora-BR e Fundação Petros) e os participantes e assistidos do PPSP.

O déficit apurado no PPSP foi transferido para os planos PPSP-R e PPSP-NR em função da cisão ocorrida em 1º de abril de 2018.

Em 29 de março de 2019, o Conselho Deliberativo da Fundação Petros aprovou as demonstrações financeiras do exercício de 2018 com déficits acumulados de US$ 1.389 e US$ 695 para os planos Petros do Sistema Petrobras – Repactuados (PPSP-R) e Não Repactuados (PPSP-NR), respectivamente, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis às entidades reguladas pelo Conselho Nacional de Previdência Complementar (CNPC).

Novo PED

Em função dos déficits acumulados em 2018 terem superado o limite legal, será necessário que a Fundação Petros implemente um novo plano de equacionamento até março de 2020, conforme prazo estendido pela Previc, no dia 27 de dezembro de 2019.

A Fundação Petros vem trabalhando na implementação do Novo PED, uma alternativa de plano de equacionamento com o objetivo de buscar o reequilíbrio dos planos PPSP-R e PPSP-NR, que inclui o déficit de 2015 e o de 2018, além de reduzir o impacto financeiro das contribuições extraordinárias mensais dos participantes.

A solução inclui alteração de alguns direitos e mudanças no regulamento dos dois planos, destinados aos participantes ativos e assistidos não pertencentes ao Grupo Pré-70. Os valores a serem equacionados e as condições de pagamento estão sendo avaliados e seguirão os trâmites de aprovação interna e em seguida, a Petrobras deverá submetê-lo à análise da Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (Sest).

O recálculo do passivo atuarial está sendo realizado pelos atuários independentes, através de uma revisão intermediária, cujo efeito será reconhecido nas demonstrações financeiras, quando da aprovação do Novo PED. A previsão é que a aprovação ocorra ainda no primeiro trimestre de 2020 para implementação da cobrança com as novas alíquotas de contribuição a partir de abril.

b) Plano Petros 2

O Plano Petros 2 foi implementado em julho de 2007, na modalidade de contribuição variável, pela Petrobras e algumas controladas e coligada Petrobras Distribuidora – BR, que assumiram o serviço passado das contribuições correspondentes ao período em que os participantes estiveram sem plano, a partir de agosto de 2002, ou da admissão posterior, até 29 de agosto de 2007. O plano é direcionado atualmente aos empregados da Petrobras, Petrobras Distribuidora - BR, Stratura Asfaltos, Termobahia, Termomacaé, Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia S.A. – TBG, Petrobras Transporte S.A. – Transpetro, Petrobras Biocombustível e Araucária Nitrogenados. O Plano Petros 2 está aberto para novas adesões, sem o pagamento de serviço passado.

A parcela desse plano com característica de benefício definido refere-se à cobertura de risco com invalidez e morte, garantia de um benefício mínimo e renda vitalícia, sendo que os compromissos atuariais relacionados estão registrados de acordo com o método da unidade de crédito projetada. A parcela do plano com característica de contribuição definida destina-se à formação de reserva para aposentadoria programada, cujas contribuições são reconhecidas no resultado de acordo com o pagamento. Em 2019, a contribuição da companhia para parcela de contribuição definida totalizou US$ 242.

A parcela da contribuição com característica de benefício definido está suspensa entre 1º de julho de 2012 a 30 de junho de 2020, conforme decisão do Conselho Deliberativo da Fundação Petros, que se baseou na recomendação da consultoria atuarial da Fundação Petros. Dessa forma, toda contribuição deste período está sendo destinada para conta individual do participante.

As contribuições esperadas das patrocinadoras, para 2020, são de US$ 257, referentes à parcela de contribuição definida.

A duração média do passivo atuarial do plano, em 31 de dezembro de 2019, é de 23,34 anos (19,68 anos em 31 de dezembro de 2018, reapresentado para melhor comparabilidade).

c) Plano PP3

Em 18 de dezembro de 2018, o Conselho de Administração aprovou proposta de um novo plano de previdência com característica de contribuição definida a ser ofertado, para adesão individual e voluntária, aos participantes e assistidos dos planos Petros do Sistema Petrobras Repactuado (PPSP-R) e Petros do Sistema Petrobras Não Repactuado (PPSP-NR).

A possibilidade de migração dos participantes só será aberta depois que a proposta do novo plano for analisada e aprovada por todas as instâncias competentes. A proposta já foi aprovada pelo Conselho Deliberativo da Petros e pelo Conselho de Administração da Petrobras e aguarda aprovação da Superintendência Nacional de Previdência Complementar (Previc) e pela Secretaria de Coordenação e Governança das Estatais (Sest).

O participante que decidir migrar, terá seu novo benefício recalculado com base na sua reserva individual apurada no momento da migração, líquida do valor do plano de equacionamento e dos déficits ainda não equacionados até o momento da migração. Desta forma, cada participante terá uma conta individual, e o valor do benefício de aposentadoria dependerá do saldo acumulado, sendo recalculado anualmente em função do resultado dos investimentos.

A abertura para migração ao plano PP-3 está estimada para ocorrer no primeiro semestre de 2020.

d) Outros planos

A companhia também patrocina outros planos de pensão e saúde no país e no exterior. A maioria desses planos possui saldos de passivos atuariais superiores aos ativos garantidores e os ativos são mantidos em trustes, fundações ou entidades similares que são regidas pelas regulamentações locais.

18.2. Ativos dos planos de pensão

A estratégia de investimentos para ativos dos planos de benefícios é reflexo de uma visão de longo prazo, de uma avaliação dos riscos inerentes às diversas classes de ativos, bem como do uso da utilização da diversificação como mecanismo de redução de risco da carteira. A carteira de ativos do plano deverá obedecer às normas definidas pelo Conselho Monetário Nacional.

A Fundação Petros elabora Políticas de Investimentos que têm a função de nortear a gestão de investimento para períodos de cinco anos, que são revisadas anualmente. O modelo de ALM – Asset and Liability Management é utilizado para resolver descasamentos de fluxo de caixa líquido dos planos de benefícios por ela administrados, considerando parâmetros de liquidez e solvência, adotando-se nas simulações o horizonte de 30 anos.

	Petros Repactuado		Petros Não Repactuado		Petros 2	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo
Renda fixa	20%	100%	20%	100%	-	100%
Renda variável	-	45%	-	45%	-	45%
Investimentos estruturados	-	40%	-	40%	-	40%
Imóveis	-	10%	-	10%	-	10%
Empréstimos a participantes	-	15%	-	15%	-	15%
Investimentos no exterior	-	10%	-	5%	-	10%

Os ativos dos planos de pensão, segregados por categoria, são os seguintes:

			2019		2018	
Categoria do Ativo	**Preços cotados em mercado ativo**	**Preços não cotados em mercado ativo**	**Valor justo total**	**%**	**Valor justo total(*)**	**%**
Recebíveis	–	963	963	7%	1.087	9%
Renda fixa	6.179	2.607	8.786	62%	7.761	61%
Títulos públicos	6.179	–	6.179	–	6.522	–
Fundos de renda fixa	–	1.608	1.608	–	940	–
Outros investimentos	–	999	999	–	299	–
Renda variável	2.753	152	2.905	21%	2.208	17%
Ações à vista	2.753	–	2.753	–	2.081	–
Outros investimentos	–	152	152	–	127	–
Investimentos Estruturados	–	185	185	1%	237	2%
Imóveis	–	767	767	6%	829	7%
	8.932	4.674	13.606	97%	12.122	96%
Empréstimos a participantes	–	469	469	3%	533	4%
Total	8.932	5.143	14.075	100%	12.655	100%

Em 31 de dezembro de 2019, os investimentos incluem debêntures, no valor de US$ 11 (US$ 11 em 2018), além ações ordinárias no valor de US$ 1 (US$ 3 em 2018) respectivamente, todos emitidos por empresas do Sistema Petrobras, e imóveis alugados pela companhia no valor de US$ 342 (US$ 344 em 2018).

Os ativos de empréstimos concedidos a participantes são avaliados ao custo amortizado, o que se aproxima do valor de mercado.

18.3. Plano de Saúde - Assistência Multidisciplinar de Saúde (AMS)

A Petrobras, Petrobras Distribuidora - BR, Petrobras Transporte S.A. – Transpetro, Petrobras Biocombustível, Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia S.A. – TBG e Termobahia mantêm um plano de assistência médica (AMS), que cobre todos os empregados das empresas no Brasil (ativos e inativos) e dependentes. O plano é administrado pela própria companhia e sua gestão é baseada em princípios de autossustentabilidade do benefício, e conta com programas preventivos e de atenção à saúde. O principal risco atrelado a benefícios de saúde é relativo ao ritmo de crescimento dos custos médicos, decorrente tanto da implantação de novas tecnologias e inclusão de novas coberturas quanto de um maior consumo de saúde. Nesse sentido, a companhia busca mitigar esse risco por meio de aperfeiçoamento contínuo de seus procedimentos técnicos e administrativos, bem como dos diversos programas oferecidos aos beneficiários.

Os empregados contribuem com uma parcela mensal pré-definida para cobertura de grande risco e com uma parcela dos gastos incorridos referentes às demais coberturas, ambas estabelecidas conforme tabelas de participação baseadas em determinados parâmetros, incluindo níveis salariais e etários, além do benefício farmácia que prevê condições especiais na aquisição, em farmácias cadastradas distribuídas em todo o território nacional, de certos medicamentos. O plano de assistência médica não está coberto por ativos garantidores.

O pagamento dos benefícios é efetuado pela companhia com base nos custos incorridos pelos participantes, sendo a participação financeira da companhia na proporção de 70% (setenta por cento) e os 30% (trinta por cento) restantes pelos beneficiários, nas formas previstas no acordo coletivo de trabalho.

A duração média do passivo atuarial do plano, em 31 de dezembro de 2019, é de 21,64 anos (22,24 anos em 31 de dezembro de 2018).

Resoluções CGPAR

Em 18 de janeiro de 2018, a Comissão Interministerial de Governança Corporativa e de Administração de Participações da União (CGPAR), através das Resoluções CGPAR n° 22 e 23 de 18 de janeiro de 2018, estabeleceu diretrizes e parâmetros de governança e de limites de custeio das empresas estatais federais sobre benefícios de assistência à saúde na modalidade de autogestão.

O objetivo principal das resoluções é viabilizar a sustentabilidade e o equilíbrio econômico-financeiro e atuarial dos planos de saúde das empresas estatais.

A companhia tem até 48 meses para adequação do seu plano de saúde AMS às novas regras e está avaliando os impactos que a implementação da Resolução CGPAR n° 23 poderá causar, dentre eles, uma provável redução no passivo atuarial, tendo em vista a mudança da regra de participação da empresa no custeio do plano, que passará a respeitar limite paritário, entre a companhia e os participantes.

18.4. Obrigações e despesas líquidas atuariais e valor justo dos ativos dos planos

a) Movimentação das obrigações atuariais, do valor justo dos ativos e dos valores reconhecidos no balanço patrimonial

	2019					
	Plano de Pensão			Plano de saúde		
	Petros Repactuados (*)	Petros Não Repactuados (*)	Petros 2	AMS	Outros planos	Total
Movimentação do valor presente das obrigações atuariais						
Obrigação atuarial no início do exercício	16.689	5.372	996	12.236	112	35.405
Operações descontinuadas	(892)	(304)	(58)	(651)	–	(1.905)
Custo dos juros	1.357	431	83	1.024	6	2.901
Custo do serviço	51	6	39	208	2	306
Contribuições de participantes	82	16	–	–	–	98
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(1.097)	(420)	(33)	(442)	(2)	(1.994)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência (**)	1.165	17	(34)	(2.489)	(7)	(1.348)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	45	59	(43)	(169)	(1)	(109)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras	4.044	957	747	2.747	13	8.508
Outros	–	–	–	–	(84)	(84)
Ajustes acumulados de conversão	(525)	(179)	(25)	(478)	(2)	(1.209)
Obrigação atuarial no fim do exercício	20.919	5.955	1.672	11.986	37	40.569
Obrigação atuarial no fim do exercício						
Ativos do plano no início do exercício	9.537	2.492	585	–	41	12.655
Operações descontinuadas	(493)	(128)	(42)	–	–	(663)
Receita de juros	847	226	48	–	2	1.123
Contribuições pagas pela empresa	342	108	–	442	7	899
Contribuições de participantes	82	16	–	–	–	98
Pagamentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	725	273	–	–	–	998
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(1.097)	(420)	(33)	(442)	(2)	(1.994)
Remensuração: Retorno sobre os ativos excedente a receita de juros	1.099	218	143	–	2	1.462
Outros	–	–	–	–	(36)	(36)
Ajustes acumulados de conversão	(354)	(94)	(18)	–	(1)	(467)
Remensuração: Retorno sobre os ativos excedente a receita de	10.688	2.691	683	–	13	14.075
Valores reconhecidos no balanço patrimonial						
Valor presente das obrigações	20.919	5.955	1.672	11.986	37	40.569
(-) Valor justo dos ativos do plano	(10.688)	(2.691)	(683)	–	(13)	(14.075)
Valor presente das obrigações	10.231	3.264	989	11.986	24	26.494
(-) Valor justo dos ativos do plano						
Saldo em 1º de janeiro	7.152	2.880	411	12.236	71	22.750
Operações descontinuadas	(399)	(176)	(17)	(651)	(1)	(1.244)
Efeitos de remensuração reconhecidos em ORA	4.155	815	527	89	3	5.589
Custo do serviço	51	6	40	208	2	307
Juros líquidos sobre passivo/(ativo) líquido	510	205	35	1.024	5	1.779
Pagamento de contribuições	(340)	(107)	–	(442)	(7)	(897)
Pagamento do termo de compromisso financeiro	(717)	(269)	–	–	–	(985)
Outros	–	–	–	–	(48)	(48)
Ajustes acumulados de conversão	(181)	(90)	(7)	(478)	(1)	(757)
Saldo em 31 de dezembro	10.231	3.264	989	11.986	24	26.494

(*) Inclui o saldo dos planos PPSP-R Pré-70, PPSP-R Pós-70, PPSP-NR Pré-70 e PPSP-NR Pós-70.
(**) Inclui efeito das contribuições extraordinárias dos participantes em função do equacionamento do déficit com plano de pensão Petros conforme nota explicativa 23.a.1

	2018				
	Plano de Pensão		Plano de saúde		
	Petros	Petros 2	AMS	Outros planos	Total
Movimentação do valor presente das obrigações atuariais					
Obrigação atuarial no início do exercício	25.081	887	10.802	85	36.855
Custo dos juros:	2.111	77	927	4	3.119
Custo do serviço	83	33	155	7	278
Contribuições de participantes	374	–	–	–	374
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(2.173)	(35)	(456)	(3)	(2.667)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – experiência (*)	(1.373)	8	(115)	–	(1.480)
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses demográficas	80	–	176	–	256
Remensuração: (Ganhos)/Perdas atuariais – hipóteses financeiras	1.577	165	2.412	(2)	4.152
Outros	–	–	–	34	34
Ajustes acumulados de conversão	(3.699)	(139)	(1.665)	(13)	(5.516)
Obrigação atuarial no fim do exercício	22.061	996	12.236	112	35.405
Movimentação no valor justo dos ativos do plano					
Ativos do plano no início do exercício	14.353	627	–	45	15.025
Receita de juros	1.203	54	–	–	1.257
Contribuições pagas pela empresa	278	–	321	–	599
Contribuições de participantes	374	–	–	–	374
Termo de compromisso financeiro pago pela empresa	223	–	–	–	223
Benefícios pagos, líquidos de contribuições de assistidos	(2.401)	(38)	(504)	(3)	(2.946)
Remensuração: Retorno sobre os ativos inferior a receita de juros	(233)	35	–	(4)	(202)
Outros	–	–	–	3	3
Ajustes acumulados de conversão	(1.768)	(93)	183	–	(1.678)
Ativos do plano no fim do exercício	12.029	585	–	41	12.655
Valores reconhecidos no balanço patrimonial					
Valor presente das obrigações	22.061	996	12.236	112	35.405
(-) Valor justo dos ativos do plano	(12.029)	(585)	–	(41)	(12.655)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro	10.032	411	12.236	71	22.750
Movimentação do passivo atuarial líquido					
Saldo em 1º de janeiro	10.728	260	10.802	40	21.830
Efeitos de remensuração reconhecidos em ORA	517	138	2.473	2	3.130
Custos incorridos no exercício	991	56	1.082	11	2.140
Juros líquidos sobre passivo/(ativo) líquido	908	23	927	4	1.862
Pagamento de contribuições	(278)	–	(321)	–	(599)
Pagamento do termo de compromisso financeiro	(223)	–	–	–	(223)
Outros	–	–	–	31	31
Ajustes acumulados de conversão	(2.611)	(66)	(2.727)	(17)	(5.421)
Saldo em 31 de dezembro	10.032	411	12.236	71	22.750

(*) Inclui efeito das contribuições extraordinárias dos participantes em função do equacionamento do déficit com o plano de pensão Petros conforme nota explicativa 23.1.

b) Componentes do custo de benefício definido

	Saúde					
	Petros Repactuados	Petros Não Repactuados	Petros 2	AMS	Outros Planos	Total
Relativa a empregados ativos (custeio e resultado)	160	27	58	466	4	715
Relativa aos assistidos (outras despesas operacionais)	401	184	17	766	3	1.371
Custo líquido acumulado 2019	561	211	75	1.232	7	2.086

	2018						
				Planos de pensão	Saúde		
	Petros	Petros Repactuados	Petros Não Repactuados	Petros 2	AMS	Outros Planos	Total
Relativa a empregados ativos:	63	132	32	43	340	7	617
Relativa aos assistidos	198	386	126	10	678	3	1.401
Custo Líquido do exercício	261	518	158	53	1.018	10	2.018

	2017				
	Planos de pensão	Saúde			
	Petros	Petros 2	AMS	Outros Planos	Total
Relativa a empregados ativos:	331	60	377	10	778
Relativa aos assistidos	862	12	916	1	1.791
Custo Líquido do exercício	1.193	72	1.293	11	2.569

c) Análise de sensibilidade

A variação de 1 p.p. nas premissas de taxa de desconto e custos médicos teriam os seguintes efeitos:

2019	Taxa de desconto				Custos Médicos	
	Pensão		Saúde		Saúde	
	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.
Obrigação atuarial	(3.195)	4.444	(1.623)	2.073	2.063	(1.171)
Custo do serviço e juros	16	91	(70)	86	228	(121)

2018	Taxa de desconto				Custos Médicos	
	Pensão		Saúde		Saúde	
	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.
Obrigação atuarial	(1.714)	3.889	(1.498)	1.869	1.994	(1.005)
Custo do serviço e juros	13	140	(74)	89	248	(117)

d) Premissas atuariais adotadas no cálculo

2019						
	PPSP-R Pré-70	PPSP-R Pós-70	PPSP-NR Pré-70	PPSP-NR Pós-70	PP2	AMS
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação) (1)	6,82%	7,13%	6,81%	7,10%	7,30%	7,19%
Taxa de crescimento salarial Nominal(Real + Inflação) (2)	4,61%	4,61%	4,34%	4,34%	6,40%	conforme plano previdenciário
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares (3)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	10,46% a 3,50% a.a.
Tábua de mortalidade geral	EX-PETROS 2016 (bidecremental)	EX-PETROS 2013 (bidecremental)	EX-PETROS 2020 (bidecremental)	EX-PETROS 2020 (bidecremental)	AT-2000 feminina suavizada em 10%	EX-PETROS 2013 (bidecremental)
Tábua de entrada em invalidez	n/a	Grupo americana	n/a	Grupo americana	Grupo americana desagravada em 40%	Grupo americana
Tábua de mortalidade de inválidos	MI 2006, por sexo, suavizada em 20%	AT-49 masculina	MI 2006, por sexo, suavizada em 20%	AT-49 masculina	IAPB 1957	AT-49 masculina
Idade de entrada na aposentadoria	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos	Homens - 58 anos Mulheres - 56 anos	Homens - 58 anos Mulheres - 56 anos	1ª elegibilidade	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos

2018				
	PPR	PPNR	Petros 2	AMS
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação) (1)	9,11%	9,08%	9,22%	9,16%
Taxa de crescimento salarial Nominal (Real + Inflação) (2)	Para 2019: 5,55% A partir de 2020: 5,33%	Para 2019: 5,40% A partir de 2020: 5,24%	Para 2019: 7,28% A partir de 2020: 6,84%	conforme plano previdenciário
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares (3)	n/a	n/a	n/a	12,03% a 4% a.a.
Tábua de mortalidade geral	EX-PETROS 2013 (bidecremental)	EX-PETROS 2017 (bidecremental)	AT-2000 feminina suavizada em 10%	EX-PETROS 2013 (bidecremental)

Tábua de entrada em invalidez	Grupo americana	Grupo americana	Grupo americana desagravada em 40%	Grupo americana
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49 masculina	AT-49 masculina	IAPB 1957 forte	AT-49 masculina
Idade de entrada na aposentadoria	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos	Homens - 58 anos Mulheres - 56 anos	1ª elegibilidade	Homens - 56 anos Mulheres - 55 anos

(1) Curva de inflação sendo projetada com base no mercado em 3,61% para 2019 e atingindo 3,5% de 2026 em diante.

(2) Taxa de crescimento salarial apenas da patrocinadora Petrobras, baseado no plano de cargos e salários.

(3) Taxa decrescente atingindo nos próximos 30 anos a expectativa de inflação projetada de longo prazo. Refere-se apenas a taxa da patrocinadora Petrobras.

e) Perfil de vencimento da obrigação

	2019					
	Plano de Pensão					
	Petros Repactuados	Petros Não Repactuados	Petros 2	Saúde	Outros Planos	Total
Até 1 Ano	1.064	445	35	378	1	1.923
De 1 A 2 Anos	5.018	1.990	183	2.109	5	9.305
De 2 A 3 Anos	4.165	1.554	187	2.134	6	8.046
De 3 A 4 Anos	3.254	1.121	189	1.889	6	6.459
Acima de 4 Anos	7.418	845	1.078	5.476	19	14.836
Total	20.919	5.955	1.672	11.986	37	40.569

18.5. Outros planos de contribuição definida

A Petrobras por meio de suas controladas no país e no exterior também patrocina planos de aposentadoria aos empregados de contribuição definida. As contribuições pagas no exercício de 2018, reconhecidas no resultado, totalizaram US$ 2 em 2019 (US$3 em 2018).

18.6. Prática contábil

As obrigações com os planos de benefícios definidos de pensão e aposentadoria e os de assistência médica são provisionados com base em cálculo atuarial elaborado anualmente por atuário independente, de acordo com o método da unidade de crédito projetada, líquido dos ativos garantidores do plano, quando aplicável. O método da unidade de crédito projetada considera cada período de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que são acumuladas para o cômputo da obrigação final, e considera determinadas premissas atuariais que incluem: estimativas demográficas e econômicas, estimativas dos custos médicos, bem como dados históricos sobre as despesas e contribuições dos funcionários.

O custo do serviço é reconhecido no resultado e compreende: i) custo do serviço corrente, que é o aumento no valor presente da obrigação de benefício definido resultante do serviço prestado pelo empregado no período corrente; ii) custo do serviço passado, que é a variação no valor presente da obrigação de benefício definido por serviço prestado por empregados em períodos anteriores, resultante de alteração (introdução, mudanças ou o cancelamento de um plano de benefício definido) ou de redução (uma redução significativa, pela entidade, no número de empregados cobertos por um plano); e iii) qualquer ganho ou perda na liquidação (settlement).

Juros líquidos sobre o valor líquido de passivo de benefício definido é a mudança, durante o período, no valor líquido de passivo de benefício definido resultante da passagem do tempo. Tais juros são reconhecidos no resultado.

Remensurações do valor líquido de passivo de benefício definido são reconhecidos no patrimônio líquido, em outros resultados abrangentes, e compreendem: i) ganhos e perdas atuariais e ii) retorno sobre os ativos do plano, excluindo valores considerados nos juros líquidos sobre o valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido.

A companhia também contribui para planos de contribuição definida, cujos percentuais são baseados na folha de pagamento, sendo essas contribuições levadas ao resultado quando incorrida.

19. Processos judiciais e contingências

19.1. Processos judiciais provisionados

A companhia constitui provisões em montante suficiente para cobrir as perdas consideradas prováveis e para as quais uma estimativa confiável possa ser realizada. As principais ações se referem a:

- Processos trabalhistas, destacando-se: (i) ações individuais de revisão da metodologia de apuração do complemento de remuneração mínima por nível e regime (RMNR); (ii) diferenças de cálculo dos reflexos das horas extras nos repousos semanais remunerados; (iii) ações de terceirizados.

- Processos fiscais, incluindo: (i) não homologação de compensações de tributos federais; e (ii) aproveitamento de créditos de ICMS na importação de plataformas.

- Processos cíveis referentes a: (i) cobrança de royalties sobre a atividade de extração de xisto; (ii) reclamação por descumprimento contratual relacionado à construção de plataforma; (iii) cobrança de royalties e participações governamentais; (iv) multas aplicadas pela ANP relativas a sistemas de medição, e (v) litígios envolvendo a empresa Sete Brasil.

- Processos ambientais de indenização referente ao acidente ambiental ocorrido em 2000 no Estado do Paraná.

Os valores provisionados são os seguintes:

	31.12.2019	31.12.2018
Processos trabalhistas	895	1.093
Processos fiscais	463	491
Processos cíveis	1.523	5.710
Processos ambientais	232	111
Total	3.113	7.405
Passivo circulante	–	3.482
Passivo não circulante	3.113	3.923

	Jan-Dez/2019	Jan-Dez/2018
Saldo inicial	7.405	7.026
Adição, líquida de reversão	1.290	1.325
Utilização (*)	(5.332)	(650)
Atualização	233	736
Transferência para mantidos para venda	(289)	–
Outros	22	95
Ajuste Acumulado de conversão	(216)	(1.127)
Saldo final	3.113	7.405

(*) Inclui o valor de US$ 2.866 pela homologação definitiva do Acordo da Class Action,US$ 903 referente ao Parque das Baleias e US$ 656 referente ao processo arbitral do

Na preparação das demonstrações financeiras do período findo em 31 de dezembro de 2019, a companhia considerou todas as informações disponíveis relativas aos processos em que é parte envolvida para realizar as estimativas dos valores das obrigações e a probabilidade de saída de recursos.

No período de janeiro a dezembro de 2019, a adição no passivo decorre principalmente de alterações para provável nos seguintes casos: (i) litígios envolvendo a empresa Sete Brasil no valor de US$ 740, incluindo redução da estimativa de perda no quarto trimestre, em razão de sentença arbitral favorável à Petrobras; (ii) termo de ajustamento de conduta referente ao licenciamento ambiental do Comperj no valor de US$ 208 no segundo trimestre, transferido para outras contas e despesas a pagar no terceiro trimestre em função da efetivação do TAC entre as partes; (iii) débitos de ICMS no âmbito do Convênio ICMS 7/2019 nos estados da Bahia e Ceará no valor de US$ 94; (v) indenização referente ao acidente ambiental ocorrido em 2000 no Estado do Paraná no valor de US$ 155; e (vi) ação para anulação de cobrança de participações governamentais deUS$ 66.

19.2. Depósitos Judiciais

Os depósitos judiciais são apresentados de acordo com a natureza das correspondentes causas:

	31.12.2019	31.12.2018
Ativo não circulante		
Fiscais	5.926	4.563
Trabalhistas	1.056	1.161
Cíveis	1.082	823
Ambientais	160	160
Outros	12	4
Total	8.236	6.711

	31.12.2019	12.31.2018
Saldo inicial	6.711	5.582
Adição, líquido de reversão	2.021	1.883
Utilização	(187)	(86)
Atualização de juros	329	294
Transferência para mantidos para venda	(313)	–
Outros	(1)	26
Ajuste Acumulado de conversão	(324)	(988)
Saldo final	8.236	6.711

No exercício de 2019, a companhia realizou depósitos judiciais no montante de US$ 2,021, incluindo: (i) US$ 710 referentes a afretamento de plataformas pela discussão jurídica relacionada a incidência do IRRF; (ii) US$ 456 referente a IRPJ e CSLL pela não adição dos lucros de controladas e coligadas domiciliadas no exterior à base de cálculo do IRPJ e CSLL; (iii) US$ 177 referente a questionamentos da ANP sobre diferenças no cálculo de royalties e participação especial; (iv) US$ 177 referente ao processo de natureza cível relacionado ao crédito de IPI. Em contrapartida, houve a redução de US$ 313, principalmente pela operação de venda de participação na Petrobras Distribuidora - BR.

19.3. Processos judiciais não provisionados

Os processos judiciais que constituem obrigações presentes cuja saída de recursos não é provável ou para os quais não seja possível fazer uma estimativa suficientemente confiável do valor da obrigação, bem como aqueles que não constituem obrigações presentes, não são reconhecidos, mas são divulgados, a menos que seja remota a possibilidade de saída de recursos.

Os passivos contingentes, acrescidos de juros e atualização monetária, estimados para os processos judiciais em 31 de dezembro de 2019, cuja probabilidade de perda é considerada possível, são apresentados na tabela a seguir:

Natureza	31.12.2019	31.12.2018
Fiscais	32.376	37.290
Trabalhistas	9.734	8.619
Cíveis - Gerais	5.977	6.539
Cíveis - Ambientais	1.576	4.221
Total	49.663	56.669

Os quadros a seguir detalham as principais causas de natureza fiscal, trabalhista, cível e ambiental, cujas expectativas de perdas estão classificadas como possível.

		Estimativa
Descrição dos processos de natureza fiscal	**31.12.2019**	**31.12.2018**
Autor: Secretaria da Receita Federal do Brasil.		

1) Incidência de Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF, Contribuições de Intervenção no Domínio Econômico - CIDE e PIS/COFINS-importação sobre as remessas para pagamentos de afretamentos de embarcações.

Situação atual: A discussão jurídica relacionada à incidência de Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF, no período de 1999 a 2002, trata da legalidade de ato normativo da Receita Federal que garante alíquota zero para as referidas remessas. A companhia ratifica a classificação da perda como possível em virtude de haver manifestações favoráveis ao entendimento da companhia nos Tribunais Superiores e buscará assegurar a defesa de seus direitos. Os demais processos envolvendo CIDE e PIS/COFINS encontram-se em fase administrativa e judicial diversas e são classificados como possível em função de haver previsão legal em linha com o entendimento da companhia.		
	11.632	11.568
2) Lucro de controladas e coligadas domiciliadas no exterior não adicionado à base de cálculo do IRPJ e CSLL. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas, permanecendo como perda possível face ao fato de haver manifestações favoráveis ao entendimento da companhia nos Tribunais Superiores. Em 2019, a companhia recebeu novo auto de infração.	5.224	5.208
3) Pedidos de compensação de tributos federais não homologados pela Receita Federal. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas. A companhia obteve decisão definitiva no CARF, cancelando parte dos débitos.	1.019	3.156
4) Incidência da contribuição previdenciária sobre pagamento de abonos e gratificação contingente a empregados. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e recursos na esfera administrativa e judicial.	992	929
5) Cobrança da CIDE-Combustível em transações com distribuidoras e postos de combustíveis detentores de medidas liminares que determinavam a venda sem repasse do referido tributo. Situação atual: A questão envolve processos na esfera judicial em fases distintas.	579	588
6) Dedução da base de cálculo do IRPJ e CSLL dos valores pagos como incentivo à repactuação do Plano Petros (ativos e inativos) e serviço passado. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas.	536	542
Autor: Prefeituras Municipais de Anchieta, Aracruz, Guarapari, Itapemirim, Marataízes, Linhares, Vila Velha e Vitória.		
7) Cobrança do imposto incidente sobre serviços prestados em águas marítimas (ISSQN), em favor de alguns municípios do Estado do ES sob o argumento de que o serviço fora executado em seus "respectivos territórios marítimos". Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas.	1.250	1.123
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de SP, RJ, BA, PA, AL, MA e PB.		
8) Cobrança e creditamento de ICMS em operações de consumo interno de óleo bunker e óleo diesel marítimo destinados a embarcações afretadas. Situação atual: Há autuações lavradas pelos Estados, sendo algumas discutidas ainda na esfera administrativa e outras na esfera judicial.	1.191	1.323
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do RJ e AL.		
9) Exigência de ICMS em operações de saída de Líquido de Gás Natural – LGN e C5+ com emissão de documento fiscal não aceito pela fiscalização, bem como questionamento do direito ao aproveitamento do crédito. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas.	1.098	1.198
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do RJ, AL, AM, PA, BA, GO, MA, SP e PE.		
10) Crédito de ICMS não estornado em razão de saídas isentas ou não tributadas próprias ou promovidas por terceiros em operações subsequentes. Situação atual: A questão envolve processos que se encontram na esfera administrativa e judicial diversas. Houve a inclusão de novas autuações em 2019.	1.058	942
Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de RJ.		
11) Cobrança de ICMS pelo Estado do Rio de Janeiro ao argumento de que as transferências sem destaque de ICMS com fundamento no Regime Especial reduziu o total de créditos do estabelecimento centralizador. Situação atual: Autuações lavradas com apresentação de defesa administrativa na forma de impugnação. O processo segue em primeira instância, pendente de julgamento.	989	800
Autor: Secretarias de Fazenda dos Estados de SP e RS.		
12) Cobrança do ICMS referente à importação de gás natural proveniente da Bolívia, sob a alegação de serem esses Estados os destinatários finais (consumidores) do gás importado. Situação atual: A questão envolve processos nas esferas judicial e administrativa, além de três ações cíveis originárias em trâmite no Supremo Tribunal Federal.	640	740
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do RJ, SP, PR, RO e MG.		
13) Cobrança de diferenças de alíquotas de ICMS decorrente de vendas de QAV para empresas aéreas no mercado interno e outros questionamentos decorrentes da utilização de benefício fiscal de ICMS. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial.	634	965
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados de MT, GO, RJ, PA, CE, BA, SE, AL, RN, SP e PR.		

14) Apropriação de crédito de ICMS sobre a aquisição de mercadorias (produtos em geral) que, no entendimento da fiscalização, se enquadrariam no conceito de material de uso e consumo, sendo indevido o creditamento do imposto.		
Situação atual: Há autuações lavradas pelos Estados. A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas. Houve novas lavraturas de autos de infração em 2019, compensadas, em parte, com a inclusão de débitos de ICMS nos programas de anistias estaduais.	602	589
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados do PR, AM, BA, ES, PA, PE, SP, PB e AL.		
15) Incidência de ICMS sobre diferenças no controle de estoques físico e fiscal.		
Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas. Redução de exposição devido inclusão de débitos de ICMS nos programas de anistias estaduais.	571	890
Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de SP.		
16) Aplicação de diferimento de ICMS nas operações de venda de Biodiesel B100, bem como uso da alíquota de 7% em operações interestaduais de venda de Biodiesel B100 com os Estados do Centro-Oeste, Norte, Nordeste e com o Estado do ES.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Em 2019, obtivemos decisão definitiva favorável que reduziu a exposição.	565	659
Autor: Secretaria de Fazenda dos Estados do RJ, SP, ES, BA, PE, RS, AL, SE, CE e RN.		
17) Apropriação de crédito de ICMS sobre aquisições de mercadorias que, no entendimento da fiscalização, não configurariam bens do ativo imobilizado.		
Situação atual: A questão envolve processos ainda na esfera administrativa e outros na esfera judicial. Redução de exposição devido inclusão de débitos de ICMS nos programas de anistias estaduais.	562	900
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do RJ, SP, SE e BA.		
18) Aproveitamento de créditos de ICMS na aquisição de brocas e de produtos químicos utilizados na formulação de fluido de perfuração.		
Situação atual: A questão envolve processos em fases administrativa e judicial diversas. Houve redução da exposição em razão de decisão definitiva favorável, em 2019.	511	567
Autor: Secretarias da Fazenda do Estado de BA.		
19) Cobrança de ICMS sobre as vendas interestaduais de gás natural com destino às distribuidoras localizadas em seu Estado. A fiscalização entende que as operações seriam de transferência, uma vez que as atividades realizadas no city-gate são de industrialização, caracterizando-o como um estabelecimento e consequentemente exigindo a diferença entre o imposto incidente na operação de venda e de transferência.		
Situação atual: A questão envolve processos na esfera judicial. Redução de exposição devido inclusão de débitos de ICMS nos programas de anistias estaduais.	8	304
Autor: Estados de GO, PA, RJ, RR, SC, SP e TO.		
20) Cobrança de ICMS-ST sobre remessa e devolução simbólica de querosene de aviação à estabelecimento varejista que, no entendimento da fiscalização, há retenção e o recolhimento do ICMS-ST pelas operações posteriores por se tratar de remessa para contribuinte varejista estabelecido no Estado.		
Situação atual: A exposição foi zerada em função da operação de follow-on da Petrobras Distribuidora em julho de 2019.	–	373
21) Processos diversos de natureza fiscal.	2.715	3.926
Total de processos de natureza fiscal	32.376	37.290

Descrição dos processos de natureza trabalhista	**31.12.2019**	**Estimativa 31.12.2018**
Autor: Empregados e SINDIPETRO dos Estados do ES, RJ, BA, MG, SP, PE, PB, RN, CE, PI, PR e SC.		
1) Ações que requerem a revisão da metodologia de apuração do complemento de Remuneração Mínima por Nível e Regime (RMNR). Situação atual: O Pleno do Tribunal Superior do Trabalho - TST julgou o incidente de recurso repetitivo instaurado e decidiu contrariamente à companhia. A Petrobras apresentou o recurso de Embargos de Declaração da decisão, que foram rejeitados pelo TST. A companhia interporá o recurso cabível. No dia 26/07/2018, o Supremo Tribunal Federal, em decisão singular, deferiu o pedido da companhia no sentido de obstar os efeitos do julgamento proferido pelo TST , determinando, com isso, a suspensão das ações individuais e coletivas que discutem o assunto RMNR, até deliberação desta matéria na Suprema Corte ou ulterior deliberação, em sentido contrário, do Relator designado para o processo. No dia 13/08/2018, o Relator confirmou a decisão singular de um Ministro desta Corte e estendeu a decisão às ações rescisórias em curso sobre a matéria, as quais devem permanecer suspensas nos Tribunais em que se encontrem.	7.732	6.254
Autor: Sindicato dos Petroleiros do Norte Fluminense – SINDIPETRO/NF.		
2) O Autor objetiva a condenação da companhia a remunerar como extraordinária a jornada de trabalho que ultrapassar o limite de 12 horas diárias de trabalho efetivo em regime de sobreaviso. Pretende, ainda, que a companhia seja obrigada a respeitar o limite de 12 horas de efetivo trabalho em regime de sobreaviso e o intervalo interjornada de 11 horas, sob pena de multa diária. Situação atual: Transferência para perda remota em função da decisão do TST que negou seguimento ao recurso de Embargos do Sindicato dos Petroleiros do Norte Fluminense - SINDIPETRO/NF.	14	352
3) Processos diversos de natureza trabalhista.	1.988	2.013

Total de processos de natureza trabalhista	9.734	8.619

Descrição dos processos de natureza cível	31.12.2019	Estimativa 31.12.2018
Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis- ANP.		
1) Processos administrativos que discutem diferença de participação especial e royalties em campos diversos. A linha também inclui discussão por multas aplicadas pela ANP por suposto descumprimento de programa exploratório mínimo e irregularidades no cumprimento de normas aplicáveis à indústria do petróleo.		
Situação atual: As questões envolvem processos em fase administrativa e fase judicial diversas.	1.520	1.663
2) Processos que discutem a determinação da ANP de: unificar os campos de Lula e Cernambi no Consórcio BM-S-11, unificar os Campos de Baúna e Piracaba, unificar os Campos de Tartaruga Verde e Mestiça; e unificar os Campos de Baleia Anã, Baleia Azul, Baleia Franca, Cachalote, Caxaréu, Jubarte e Pirambu, no complexo Parque das Baleias, gerando assim impactos no recolhimento das participações especiais (PE). Situação atual: A lista envolve processos judiciais e arbitrais, conforme abaixo: a) Lula/Cernambi: os valores das supostas diferenças de participações especiais foram inicialmente depositados judicialmente, porém com a cassação da liminar favorável, as diferenças foram pagas diretamente para a ANP, tendo sido retomados tais depósitos judiciais no 2º Trimestre de 2019. A arbitragem continua suspensa por decisão judicial; b) Baúna e Piracaba: o Tribunal revisou a ordem anterior que vedava o depósito judicial, de modo que a Petrobras, atualmente, vem depositando os valores controversos. Segue suspensa a arbitragem; c) Tartaruga Verde e Mestiças: a Petrobras igualmente foi autorizada a realizar os depósitos dos valores controvertidos. O Tribunal Regional Federal da 2ª Região entendeu pela competência do Tribunal Arbitral, autorizando o prosseguimento da arbitragem.		
	391	287
Autor: Diversos autores no país e EIG Management Company nos Estados Unidos.		
3) Arbitragens no país e ação judicial nos Estados Unidos relativos à Sete Brasil Participações S.A. ("Sete") Situação atual: A Petrobras litiga em diversas arbitragens sobre o caso Sete Brasil, as quais são confidenciais. A ação judicial proposta pela EIG e afiliadas alega que a companhia teria praticado fraude ao induzir os autores a investir na "Sete", através de comunicações que teriam deixado de revelar um suposto esquema de corrupção envolvendo a Petrobras e a "Sete". A Corte Federal do Distrito de Colúmbia acolheu em parte a defesa preliminar da Petrobras (motion to dismiss). A Petrobras recorreu da parte da decisão referente à sua defesa preliminar que lhe foi desfavorável. No dia 19 de janeiro de 2018, foi realizada uma audiência para apresentação de argumentos orais das partes relativos ao recurso, perante a Corte Federal de Apelações do Distrito de Columbia (D.C. Circuit). Em 3 de julho de 2018, uma turma da Corte Federal de Apelações proferiu decisão, por maioria, rejeitando o recurso interposto pela Petrobras. Esta decisão não avaliou o mérito das alegações da EIG e analisou apenas se a Petrobras teria imunidade de jurisdição nos EUA neste estágio inicial do caso. Petrobras interpôs recurso para o órgão colegiado superior da Corte Federal de Apelações ("Petition for Rehearing"), em 2 de agosto de 2018, e em 1º de outubro de 2018, o referido órgão negou este pedido. No exercício de 2019, houve redução da exposição pelo reconhecimento de provisão de R$ 2.828 e transferência para remoto de R$ 873.		
	1.024	2.082
Autor: Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia (AGERBA)		
4) Ação Civil Pública (ACP) para discutir suposta ilegalidade do fornecimento de gás realizado pela companhia à sua Unidade de Produção de [illegible] (FAFEN/BA) Situação atual: O processo encontra-se no Tribunal de Justiça da Bahia aguardando julgamento de apelação interposta pela companhia.	299	278
5) Processos diversos de natureza cível, com destaque para demandas relacionadas a contratos e responsabilidade civil.	2.743	2.229
Total de processos de natureza cível	5.977	6.539

Descrição dos processos de natureza ambiental	31.12.2019	Estimativa 31.12.2018
Autor: Ministério Público Federal, Ministério Público Estadual do Paraná, AMAR - Associação de Defesa do Meio Ambiente de Araucária, IAP - Instituto Ambiental do Paraná e IBAMA - Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis.		
1) Processo judicial que discute obrigação de fazer, indenização em pecúnia e dano moral referente ao acidente ambiental havido no Estado do Paraná em 16 de julho de 2000. Situação atual: Processos julgados procedentes em parte, mediante sentença contra a qual autores e a companhia, ré, interpuseram recursos de apelação. No terceiro trimestre de 2019, houve redução no passivo contingente, sendo reconhecida provisão de R$ 150.	470	901
Autor: Instituto Brasileiro de Meio Ambiente - IBAMA e Ministério Público Federal.		
2) Processos administrativos decorrentes de multas ambientais relacionadas a operação de exploração e produção (upstream) impugnadas em virtude de divergência quanto à interpretação e aplicação de normas pelo IBAMA, bem como uma Ação Civil Pública movida pelo Ministério Público Federal por suposto dano ambiental em virtude do afundamento acidental da Plataforma P-36.		

Situação atual: Quanto às multas, algumas aguardam julgamento de defesa e recurso na esfera administrativa e outras já estão sendo discutidas judicialmente. E no que toca à ação civil pública, a companhia recorreu da sentença que lhe foi desfavorável no juízo de primeiro grau e acompanha o trâmite do recurso em julgamento pelo Tribunal Regional Federal.	326	400
Autor: Ministério Público do Estado do Rio de Janeiro.		
3) Cinco ações civis públicas propostas pelo Ministério Público do Estado do Rio de Janeiro contra PETROBRAS, Instituto Estadual do Ambiente - INEA e Estado do Rio de Janeiro, questionando a forma de cumprimento de condicionantes do licenciamento ambiental do COMPERJ, pedindo comprovação do atendimento de condicionantes, complementação de estudos técnicos, redefinição de condicionantes, além de indenizações por danos materiais e morais coletivos ao meio ambiente, bem como por danos materiais às comunidades afetadas. Situação atual: A principal ação foi encerrada em função da assinatura do termo de ajustamento de conduta (TAC) entre as partes, resultando na obrigação de R$ 814, enquanto que, nas quatro ações remanescentes, as partes estão em tratativas para solução por meio de novo TAC, que resultou na transferência da exposição para perda remota e provisão de R$ 50.	–	2.096
4) Processos diversos de natureza ambiental.	780	824
Total de processos de natureza ambiental	1.576	4.221

19.4. Ações coletivas (class actions) e processos relacionados

19.4.1.1.5.1. Ação coletiva e ações individuais relacionadas nos Estados Unidos

No âmbito do acordo para encerramento da *Class Action* (o "Acordo"), a Petrobras (juntamente com sua subsidiária PGF) concordou em pagar US$ 2.950, em duas parcelas de US$ 983 e uma última parcela de US$ 984. Dessa forma, a companhia reconheceu no resultado do quarto trimestre de 2017, em outras despesas operacionais, o valor de US$ 3.449 considerando impostos (*gross up*) da parcela referente à Petrobras. As três parcelas foram depositadas, respectivamente, em 1º de março de 2018, 2 de julho de 2018 e 15 de janeiro de 2019. As parcelas foram depositadas em uma conta designada pelo autor-líder da Ação Coletiva ("*Escrow Account*"), registrada em outros ativos circulantes. Contudo, alguns objetores apelaram da decisão definitiva.

No dia 30 de agosto de 2019, a Corte de Apelações do Segundo Circuito confirmou a decisão de primeira instância que aprovou o Acordo. Desde 6 de setembro de 2019, o Acordo não está mais sujeito a qualquer recurso, tornando-se definitivo.

Em 24 de setembro de 2019, a Corte Distrital autorizou o início da distribuição dos valores depositados na conta designada pelo autor-líder aos investidores que tiveram os seus pleitos admitidos pelo administrador judicial ou Corte Distrital.

Como consequência, as três parcelas depositadas na conta designada pelo autor-líder da Ação Coletiva foram integralmente revertidas para a obrigação constituída.

Em conexão com os acordos das Ações Individuais, a companhia reconheceu o valor de US$ 456, durante os exercícios de 2016 a 2018, em outras despesas operacionais. No exercício findo em 31 de dezembro de 2019, não houve novos pagamentos.

19.4.2. Ação coletiva na Holanda

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, Petrobras International Braspetro B.V. (PIB BV), Petrobras Global Finance B.V. (PGF), Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&G) e alguns ex-gestores da Petrobras.

A Fundação alega que representa os interesses de um grupo não identificado de investidores e afirma que, com base nos fatos revelados pela Operação Lava-Jato, os réus agiram de maneira ilegal perante os investidores. Com base nessas alegações, a Fundação busca uma série de declarações judiciais por parte do tribunal holandês.

A Companhia apresentou sua primeira resposta à reclamação em 3 de maio de 2017 (data do primeiro registro), apresentando aos escritórios de advocacia que defenderão essas empresas e solicitando uma audiência para discutir alguns aspectos do caso.

Em 23 de agosto de 2017, foi realizada audiência na Corte Distrital de Rotterdam ("Corte") para estabelecer o cronograma do processo. A Petrobras e outros réus apresentaram defesas preliminares em 29 de novembro de 2017 e a Fundação apresentou sua resposta em 28 de março de 2018. Em 28 de junho de 2018, foi realizada audiência para apresentação de argumentos orais das partes. No dia 19 de setembro de 2018, a Corte proferiu sua decisão sobre esses temas preliminares tendo entendido que possui jurisdição para julgar a maioria dos pedidos formulados pela Fundação. Não houve qualquer análise em relação ao mérito da causa, uma vez que o tribunal se manifestou apenas sobre questões processuais.

No dia 16 de abril de 2019, foi realizada uma audiência para apresentação de argumentos orais sobre algumas questões processuais da ação coletiva.

Em 29 de janeiro de 2020, a Corte determinou que acionistas que entendem português e/ou que compraram ações por meio de intermediários ou outros agentes que entendem tal idioma, dentre outros acionistas, estão sujeitos à cláusula de arbitragem prevista no Estatuto Social da companhia, ficando de fora da ação coletiva proposta pela Fundação. A Corte também considerou o efeito vinculante do acordo firmado para o encerramento da *class action* dos Estados Unidos. Desse modo, a Fundação precisa demonstrar que representa uma quantidade suficiente de investidores que justifique o prosseguimento de uma ação coletiva na Holanda. A Fundação deverá responder algumas questões suscitadas pela Corte até 6 de maio de 2020. Após a apresentação das respostas pela Fundação, a Petrobras terá 12 semanas para se manifestar.

A ação coletiva 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 interesses dos investidores, as leis aplicáveis ao caso, a informação obtida a partir da fase de produção de provas, análises periciais, cronograma a ser definido pela Corte e decisões judiciais sobre questões-chave do processo bem como o fato de a Fundação buscar apenas uma decisão declaratória. Não é possível prever no momento se a companhia será responsável pelo pagamento efetivo de indenizações em eventuais ações individuais futuras, eis que essa análise dependerá do resultado desses procedimentos complexos. Além disso, não é possível saber quais investidores serão capazes de apresentar ações individuais subsequentes relacionadas a esse assunto contra a Petrobras.

Ademais, as alegações formuladas são amplas, abrangem um período plurianual e envolvem uma ampla variedade de atividades e, no cenário atual, os impactos de tais alegações são altamente incertos. As incertezas inerentes a todas essas questões afetam o valor e a duração da resolução final dessa ação. Como resultado, a Petrobras é incapaz de estimar uma eventual perda resultante dessa ação. A Petrobras é vítima do esquema de corrupção revelado pela operação Lava-Jato e pretende apresentar e provar esta condição perante o tribunal holandês.

Tendo em vista as incertezas existentes no momento, não é possível realizar qualquer avaliação segura a respeito de eventuais riscos relacionados a este litígio. A eventual indenização pelos danos alegados somente será determinada por decisões judiciais em ações posteriores a serem apresentadas por investidores individuais. A Fundação não pode exigir indenização por danos no âmbito da ação coletiva.

A Petrobras e suas subsidiárias negam as alegações apresentadas pela Fundação e pretendem se defender firmemente.

19.4.3. Arbitragens no Brasil

A Petrobras responde a cinco arbitragens instauradas por investidores nacionais e estrangeiros perante a Câmara de Arbitragem do Mercado, vinculada à B3 – Brasil, Bolsa, Balcão. Os investidores pretendem que a companhia os indenize pelos supostos prejuízos financeiros causados pela diminuição do preço das ações da Petrobras listadas em bolsa, no Brasil, decorrentes dos atos revelados pela Operação Lava Jato.

Essas arbitragens envolvem questões bastante complexas, sujeitas a incertezas substanciais e que dependem de fatores como: ineditismo de teses jurídicas, o cronograma ainda a ser definido pelo Tribunal Arbitral, a obtenção de provas em poder de terceiros ou oponentes e análises de peritos.

Ademais, as pretensões formuladas são amplas e abrangem vários anos. As incertezas inerentes a todas estas questões afetam o montante e o tempo da decisão final destas arbitragens. Como resultado, a companhia não é capaz de produzir uma estimativa confiável da potencial perda nessas arbitragens.

A depender do desfecho de todos esses casos, a companhia poderá ter que pagar valores substanciais, os quais poderiam ter um efeito material adverso em sua condição financeira, nos seus resultados consolidados ou no seu fluxo de caixa consolidado em um determinado período.

Em 17 de setembro de 2019, o Acordo de Assunção de Compromissos celebrado com o Ministério Público Federal foi anulado, por decisão do Supremo Tribunal Federal (STF). Assim, de acordo com a referida decisão, a companhia não terá mais a possibilidade de utilizar a metade do valor US$ 683 pago em 30 de janeiro de 2019, em cumprimento ao acordo posteriormente anulado, em caso de eventuais condenações nestas arbitragens. A nova destinação do valor pago consta do “Acordo sobre a Destinação de Valores”, celebrado entre a Procuradoria-Geral da República e a Presidência da Câmara dos Deputados, juntamente com a Advocacia-Geral da União e com a interveniência da Presidência do Senado Federal e do Procurador Geral da Fazenda Nacional, que foi homologado pelo STF e cuja negociação não contou com a participação da Petrobras.

19.4.4. Arbitragem na Argentina

Em 11 de setembro de 2018, a Petrobras foi citada na demanda arbitral proposta por Consumidores Financieros Asociación Civil para su Defensa ("Associação") contra a companhia e outras pessoas físicas e jurídicas, perante o Tribunal Arbitral da Bolsa de Valores de Buenos Aires (“Tribunal Arbitral”). Entre outras questões, a Associação alega a responsabilidade da Petrobras por uma suposta perda de valor de mercado das ações da Petrobras na Argentina, em razão dos processos relacionados à Operação Lava Jato.

No dia 14 de junho de 2019, a Companhia informou que o Tribunal Arbitral reconheceu a desistência da arbitragem pelo fato de a Associação não ter pago a taxa de arbitragem no prazo estabelecido. A Associação recorreu ao Poder Judiciário argentino contra essa decisão, tendo sido rejeitados os recursos pelo Tribunal de Apelação em 20 de novembro de 2019. A Associação interpôs novo recurso dirigido à Suprema Corte da Argentina, estando pendente uma decisão final.

A Petrobras nega as alegações apresentadas pela Associação e irá se defender firmemente na arbitragem em referência.

19.5. Outros processos judiciais na Argentina

A Petrobras foi incluída como ré em ações penais na Argentina:

- Ação penal relacionada a uma suposta oferta fraudulenta de valores mobiliários por alegado descumprimento da obrigação de publicar como “fato relevante” no mercado argentino a existência de uma ação coletiva movida por *Consumidores Financieros Asociación Civil para su Defensa* perante a Corte Comercial, de acordo com as disposições da lei argentina de mercado de capitais. Vale ressaltar que a Petrobras nunca foi citada no âmbito da referida ação coletiva. A Petrobras apresentou defesas processuais na ação penal que ainda não foram decididas pelo juiz. Esta ação penal tramita perante o Tribunal Econômico Criminal N° 3 da cidade de Buenos Aires;

- Ação penal relacionada a uma suposta oferta fraudulenta de valores mobiliários, agravada pelo fato de a Petrobras supostamente ter declarado dados falsos nas suas demonstrações financeiras anteriores a 2015. A Petrobras apresentou defesas processuais que ainda não foram decididas pelo juiz. Esta ação penal tramita perante o Tribunal Econômico Criminal N ° 2 da cidade de Buenos Aires.

19.6. Prática contábil para provisões para contingências e passivos contingentes

As provisões são reconhecidas quando: (i) a companhia tem uma obrigação presente como resultado de evento passado; (ii) é provável que uma saída de recursos que incorporam benefícios econômicos será necessária para liquidar a obrigação, e (iii) o valor da obrigação possa ser estimado de forma confiável.

Passivos contingentes não são reconhecidos, mas são objeto de divulgação em notas explicativas quando a probabilidade de saída de recursos for possível, inclusive aqueles cujos valores não possam ser estimados.

A metodologia adotada para mensuração das provisões está descrita na nota explicativa 4.5.

19.7. Processos judiciais – recuperação de tributos

19.7.1. Exclusão de ICMS na base de cálculo de PIS e COFINS

A companhia ajuizou ações contra a União para pleitear a inconstitucionalidade da inclusão do ICMS na base de cálculo do PIS e da COFINS no período de agosto de 2001 até dezembro de 2017.

Em relação a essa matéria, o Supremo Tribunal Federal (STF) definiu em março de 2017, em princípio, sem a possibilidade de modificação do mérito, que o ICMS não integra a base de cálculo de PIS e COFINS. A União opôs embargos de declaração em outubro de 2017 buscando modular o efeito da decisão, ainda pendente de julgamento.

O Tribunal Federal Regional decidiu em favor da Companhia em agosto de 2018, reforçando a decisão do Supremo Tribunal Federal.

A Companhia está coletando todos os valores envolvidos nesta questão, que abrange um longo período de tempo, e ainda não é capaz de estimar razoavelmente esse ativo contingente antes da emissão dessas demonstrações financeiras. Em janeiro de 2019, foi dado provimento integral ao recurso da companhia para abranger o período pleiteado na ação contra a União. Atualmente, aguarda-se o julgamento de recurso apresentado pela União em face desta decisão.

Tendo em vista que ainda pendem discussões judiciais acerca da metodologia de cálculo para apuração do crédito, o ativo contingente não pôde ser estimado.

19.7.2. Prática Contábil para ativos contingentes

Os ativos contingentes não são reconhecidos, mas são objeto de divulgação em notas explicativas quando a entrada de benefícios econômicos for tida como provável. Caso a entrada de benefícios econômicos seja tida como praticamente certa, o ativo relacionado não é um ativo contingente e seu reconhecimento é adequado.

20. Provisões para desmantelamento de áreas

Passivo não-circulante	Jan-Dez/2019	Jan-Dez/2018
Saldo inicial	15.133	14.143
Revisão de provisão	5.642	4.129
Transferências referentes a passivos mantidos para venda (*)	(3.071)	(1.221)
Utilização por pagamentos	(502)	(481)
Atualização de juros	699	649
Outros	3	51
Ajuste acumulado de conversão	(444)	(2.137)
Saldo final	17.460	15.133

(*) Em 2019, inclui transferências relativas a bacia de Campos, concessões no Rio Grande do Norte, concessões da Bahia, campo de Frade e campo de Baúna, conforme nota explicativa 30. Em 2018, inclui transferências relativas a bacia de Campos, concessões no Rio Grande do Norte e campo de Lapa.

A companhia revisa anualmente, com data base em 31 de dezembro, seus custos estimados com desmantelamento de áreas de produção de petróleo e gás, em conjunto com seu processo de certificação anual de reservas e quando houver indicativo de mudanças em suas premissas.

No ano de 2019, a revisão de provisão no valor de US$ 5,642 ocorreu em função principalmente dos seguintes fatores: (i) antecipação do cronograma de abandono em alguns projetos; (ii) redução da taxa de desconto ajustada ao risco de 5,17% a.a. em 2018 para 4,22% a.a. em 2019, devido à melhora na percepção risco do país no mercado; (iii) revisão de estimativas de poços e equipamentos e da diminuição do ano médio de abandono de alguns campos de produção.

20.1. Prática contábil para provisão para desmantelamento de áreas

A companhia tem obrigações legais de remoção de equipamentos e restauração de áreas terrestres ou marítimas ao final das operações. As obrigações mais significativas dessa natureza envolvem a remoção e tratamento das instalações de produção de petróleo e gás natural no Brasil e no exterior em alto mar offshore. O reconhecimento contábil dessas obrigações deve ser a valor presente, utilizando-se uma taxa de desconto livre de risco, ajustada ao risco de crédito da companhia. Em função dos longos períodos até a data de abandono, variações na taxa de desconto, por menor que sejam, podem ocasionar grandes variações no valor reconhecido.

Os cálculos das referidas estimativas são complexos e envolvem julgamentos significativos, uma vez que: i) as obrigações ocorrerão no longo prazo; ii) que os contratos e regulamentações possuem descrições subjetivas das práticas de remoção e restauração e dos critérios a serem atendidos quando do momento da remoção e restauração efetivas; e iii) que as tecnologias e custos de remoção de ativos se alteram constantemente, juntamente com as regulamentações ambientais e de segurança.

A companhia está constantemente conduzindo estudos para incorporar tecnologias e procedimentos de modo a otimizar as operações de abandono, considerando as melhores práticas da indústria. Contudo, os prazos e os valores dos fluxos de caixa futuros estão sujeitos a incertezas significativas.

As estimativas de custos de futuras remoções e recuperações ambientais são revisadas anualmente com base nas informações atuais sobre custos e planos de recuperação esperados, sendo que se a revisão das estimativas resultar em aumento da provisão para desmantelamento de áreas, a contrapartida é um aumento do ativo correspondente. Caso contrário, se resultar em diminuição da provisão, a contrapartida é uma redução do ativo, mas não podendo exceder o seu valor contábil. Eventual parcela excedente, é reconhecida imediatamente no resultado em outras despesas operacionais.

21. Operação Lava Jato" e seus reflexos na Companhia

Na preparação das demonstrações financeiras consolidadas anuais com período findo em 31 de dezembro de 2019, a companhia considerou todas as informações disponíveis e monitorou as investigações da "Operação Lava Jato", não tendo sido identificadas novas informações que alterassem a baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente que fora reconhecida no terceiro trimestre de 2014, ou impactasse de forma relevante a metodologia adotada pela companhia. A Petrobras continuará monitorando as investigações para obter informações adicionais e avaliar seu potencial impacto sobre os ajustes realizados.

A companhia continua acompanhando as investigações e colaborando efetivamente com os trabalhos das autoridades nacionais e estrangeiras, incluindo a Polícia Federal, Ministério Público Federal, Poder Judiciário, Tribunal de Contas da União (TCU) e Controladoria Geral da União para que todos os crimes e irregularidades sejam apurados.

Além disso, temos tomado as medidas necessárias para recuperar danos sofridos em função do esquema de pagamentos indevidos, inclusive os relacionados à nossa imagem corporativa.

À medida que as investigações da "Operação Lava Jato" resultem em acordos de leniência ou acordos de colaboração com pessoas que concordem em devolver recursos, a Petrobras pode ter direito a receber uma parte de tais recursos. Não obstante, a companhia não pode estimar de forma confiável qualquer valor recuperável adicional neste momento. Esses valores serão reconhecidos no resultado do exercício como outras receitas líquidas quando forem recebidos ou quando sua realização se tornar praticamente certa.

Em adição aos US$ 912 recuperados até 31 de dezembro de 2018 (US$ 457 em 2018, US$ 252 em 2017, US$ 131 em 2016 e US$ 72 em 2015), novos acordos de colaboração e leniência celebrados em 2019 resultaram no ressarcimento de US$ 220. Estes recursos foram reconhecidos como outras receitas operacionais. Desta forma, o valor total recuperado até 31 de dezembro de 2019 é US$ 1,132.

21.1. Investigações envolvendo a companhia

21.1.1. Securities and Exchange Commission - SEC e U.S. Department of Justice – DoJ

Em 27 de setembro de 2018, a Companhia divulgou o fechamento de acordos para encerramento das investigações com o Departamento de Justiça dos EUA (DoJ) e com a Securities and Exchange Commission (SEC) nos Estados Unidos, envolvendo controles internos, registros contábeis e demonstrações financeiras da companhia, durante o período de 2003 a 2012.

Esses acordos resolvem totalmente as investigações realizadas por essas autoridades. Após este acordo, a Companhia pagou US$ 85 ao DoJ em 2018 e o mesmo valor à SEC no primeiro trimestre de 2019. Adicionalmente, reconheceram a destinação de US$ 683 às autoridades brasileiras, que a Petrobras depositou em janeiro de 2019 em uma conta de depósito judicial. A Companhia reconheceu integralmente os efeitos dessas liquidações em outras despesas operacionais no terceiro trimestre de 2018.

Os acordos atenderam aos melhores interesses da Petrobras e de seus acionistas e puseram fim a incertezas, ônus e custos associados a potenciais litígios nos Estados Unidos.

21.1.2. U.S. Commodity Futures Trading Commission - CFTC

Em 30 de maio de 2019, a Petrobras foi contatada pela U.S. Commodity Futures Trading Commission – CFTC com pedidos de informação sobre as atividades de trading que são objeto de investigação na Operação Lava Jato. A Petrobras continuará cooperando com as autoridades, incluindo a CFTC, com relação a qualquer apuração.

21.1.3. Ministério Público / Inquérito Civil

Em 15 de dezembro de 2015, foi editada a Portaria de Inquérito Civil nº 01/2015, pelo Ministério Público do Estado de São Paulo (MP/SP), instaurando Inquérito Civil para apuração de potenciais danos causados aos investidores no mercado de valores mobiliários, tendo a Petrobras como Representada. Após decisão da Procuradoria Geral da República, este inquérito foi remetido ao Ministério Público Federal, uma vez que o MP/SP não detém competência legal para a condução do procedimento. A companhia vem prestando todas as informações pertinentes.

22. Compromisso de compra de gás natural

O Contrato GSA (*Gas Supply Agreement*) entre Petrobras e Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos – YPFB possui vigência inicial até 31 de dezembro de 2019. Adicionalmente, conforme dispositivo contratual, após 31 de dezembro de 2019, o GSA será automaticamente prorrogado até que todo o volume contratado seja entregue pela YPFB e retirado pela Petrobras.

Assim, em 31 de dezembro de 2019, o valor total do GSA para 2020 é de quase 11,01 bilhões de metros cúbicos de gás natural (equivalente a 30,08 milhões de metros cúbicos por dia) e corresponde a um valor total estimado de US $ 1,82 bilhão. Com base na cláusula de extensão mencionada, a Companhia espera que as compras continuem até outubro de 2022, no mesmo volume, de acordo com os indicadores atuais, representando um valor adicional estimado de US $ 5,6 bilhões, para o período de 1 de janeiro de 2020 a 30 de outubro de 2022.

23. Imobilizado

23.1. Por tipo de ativos

	Terrenos, edificações e benfeitorias	Equipamentos e outros bens (*)	Ativos em construção (**)	Gastos c/exploração e desenv. (campos produtores petróleo e gás) (***)	Direito de uso	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2018	6.665	75.002	42.521	52.462	–	176.650
Adições	4	1.751	8.707	6	–	10.468
Constituição/revisão de estimativa de desmantelamento de áreas	-	-	-	4.778	–	4.778
Juros capitalizados	-	-	1.810	-	–	1.810
Baixas	(61)	(16)	(327)	(27)	–	(431)
Transferências	(93)	13.720	(18.667)	4.086	–	(954)
Depreciação, amortização e depleção	(359)	(6.529)	-	(5.028)	–	(11.916)
"Impairment" - constituição	-	(742)	(250)	(1.686)	–	(2.678)
"Impairment" - reversão	-	309	23	226	–	558
Ajuste acumulado de conversão	(946)	(7.467)	(4.891)	(7.598)	–	(20.902)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	5.210	76.028	28.926	47.219	–	157.383
Custo	7.829	128.711	28.926	77.141	–	242.607
Depreciação, amortização e depleção acumulada	(2.619)	(52.683)	-	(29.922)	–	(85.224)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	5.210	76.028	28.926	47.219	–	157.383
Adoção Inicial IFRS 16	–	–	–	–	26.575	26.575
Adições	–	2.784	5.269	145	2.332	10.530
Constituição/revisão de estimativa de desmantelamento de áreas (nota explicativa 20)	–	–	–	5.497	–	5.497
Juros capitalizados	–	–	1.336	–	–	1.336
Revisão Cessão Onerosa	–	–	–	(8.319)	–	(8.319)
Baixas	(3)	(92)	(293)	(407)	(21)	(816)
Transferências	478	6.055	(10.466)	4.879	126	1.072
Transferências para ativos mantidos para venda	(803)	(4.942)	(621)	(1.204)	(1.339)	(8.909)
Depreciação, amortização e depleção	(231)	(6.106)	–	(4.756)	(5.019)	(16.112)
Impairment - constituição (nota explicativa 25)	(2)	(1.298)	(1.453)	(743)	(161)	(3.657)
Impairment - reversão (nota explicativa 25)	–	236	80	459	–	775
Ajuste acumulado de conversão	(199)	(2.287)	(826)	(1.873)	(905)	(6.090)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	4.450	70.378	21.952	40.897	21.588	159.265
Custo	6.856	119.993	21.952	70.647	26.440	245.888
Depreciação, amortização e depleção acumulada	(2.406)	(49.615)	–	(29.750)	(4.852)	(86.623)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	4.450	70.378	21.952	40.897	21.588	159.265
Tempo de vida útil médio ponderado em anos	40 (25 a 50) (exceto terrenos)	20 (3 a 31)		Método da unidade produzida	8 (2 a 47)	

(*) Composto por plataformas, refinarias, termelétricas, unidades de tratamento de gás, dutos, direito de uso e outras instalações de operação, armazenagem e produção, contemplando ativos de exploração e produção depreciados pelo método das unidades produzidas.

(**) Os saldos por segmento de negócio são apresentados na nota explicativa 31.

(***) Composto por ativos de exploração e produção relacionados a poços, abandono de áreas, bônus de assinatura associados a reservas provadas e outros gastos diretamente vinculados a exploração e produção.

Os investimentos realizados pela companhia no exercício de 2019 foram destinados, principalmente, para o desenvolvimento da produção de campos de petróleo e gás natural, prioritariamente no polo pré-sal. Destacamos a entrada em operação de dois novos sistemas de produção: FPSO P-77, localizado no campo de Búzios; e, FPSO P-68, localizado no campo de Berbigão.

Com adoção do IFRS 16, a companhia reconheceu em 1° de janeiro de 2019 os ativos de direito de uso em contrapartida a um passivo de arrendamento. Em 31 de dezembro de 2019, os direitos de uso estão apresentados pelos seguintes ativos subjacentes:

	Plataformas	Embarcações	Imóveis	Outros	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2018					
Adoção Inicial IFRS 16	15.111	9.775	798	891	26.575
Adições	881	1.412	27	12	2.332
Baixas	–	(11)	(4)	(6)	(21)
Transferências	–	–	–	126	126
Transferências para ativos mantidos para venda	(1.037)	–	–	(302)	(1.339)
Depreciação, amortização e depleção	(2.230)	(2.489)	(101)	(199)	(5.019)
Impairment - constituição	–	–	–	(161)	(161)
Ajuste acumulado de conversão	(529)	(352)	(29)	5	(905)
	12.196	8.335	691	366	21.588
Custo	14.378	10.698	778	586	26.440
Depreciação, amortização e depleção acumulada:	(2.182)	(2.363)	(87)	(220)	(4.852)
Sem cláusula de reajuste contratual	(624)	(1.942)	–	(49)	(2.615)
Com cláusula de reajuste contratual - no país	(11)	(308)	(87)	(168)	(574)
Com cláusula de reajuste contratual - no exterior	(1.547)	(113)	–	(3)	(1.663)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	12.196	8.335	691	366	21.588

23.2. Abertura por tempo de vida útil estimada

	Edificações e benfeitorias, equipamentos e outros bens		
Vida útil estimada	**Custo**	**Depreciação Acumulada**	**Saldo em 31 de dezembro de**
até 5 anos	4.413	(3.248)	1.165
6 - 10 anos	9.633	(6.468)	3.165
11 - 15 anos	1.200	(562)	638
16 - 20 anos	37.176	(17.162)	20.014
21 - 25 anos	25.576	(5.272)	20.304
25 - 30 anos	9.054	(2.753)	6.301
30 anos em diante	23.940	(8.827)	15.113
Método da Unidade Produzida	15.687	(7.729)	7.958
Total	126.679	(52.021)	74.658
Edificações e benfeitorias	6.686	(2.406)	4.280
Equipamentos e outros bens	119.993	(49.615)	70.378

23.3. Prática contábil para Imobilizado

Os ativos imobilizados estão demonstrados pelos custos de aquisição ou custos de construção, que compreendem também os custos diretamente atribuíveis para colocar o ativo em condições de operação, bem como, quando aplicável, a estimativa dos custos com desmontagem e remoção do imobilizado e de restauração do local onde o ativo está localizado, deduzido da depreciação acumulada e perdas por redução ao valor recuperável de ativos - (*impairment*).

Os gastos com grandes manutenções planejadas efetuadas para restaurar ou manter os padrões originais de desempenho das unidades industriais, das unidades marítimas de produção e dos navios são reconhecidos no ativo imobilizado quando o prazo de campanha for superior a doze meses e houver previsibilidade das campanhas. Esses gastos são depreciados pelo período previsto até a próxima grande manutenção. Os gastos com as manutenções que não atendem a esses requisitos são reconhecidos como despesas no resultado do exercício.

As peças de reposição e sobressalentes com vida útil superior a um ano e que só podem ser utilizados em conexão com itens do ativo imobilizado são reconhecidos e depreciados junto com o bem principal.

Os encargos financeiros de empréstimos obtidos, quando diretamente atribuíveis à aquisição ou à construção de ativos, são capitalizados como parte dos custos desses ativos. Os encargos financeiros sobre recursos captados sem destinação específica, utilizados com propósito de obter um ativo qualificável, são capitalizados pela taxa média dos empréstimos vigentes durante o período, aplicada sobre o saldo de obras em andamento. Empréstimos diretamente atribuíveis à construção de ativos somente são considerados nessa taxa média quando seus encargos financeiros incorrerem após a conclusão da construção específica. A companhia cessa a capitalização dos encargos financeiros dos ativos qualificáveis cujo desenvolvimento esteja concluído. Geralmente, a capitalização dos juros é suspensa, entre outros motivos, quando os ativos qualificáveis não recebem investimentos significativos por período igual ou superior a 12 meses.

Os ativos relacionados diretamente à produção de petróleo e gás de uma área contratada, cuja vida útil não seja inferior à vida do campo (tempo de exaustão das reservas), são depletados pelo método das unidades produzidas, incluindo direitos e concessões como o bônus de assinatura.

Pelo método de unidades produzidas, a taxa de depleção é calculada com base na produção mensal do respectivo campo produtor em relação a sua respectiva reserva provada desenvolvida, exceto para o bônus de assinatura, cuja taxa é calculada considerando o volume de produção mensal em relação às reservas provadas totais de cada campo produtor da área a que o bônus de assinatura se refere.

Os ativos depreciados pelo método linear com base nas vidas úteis estimadas, que revisadas anualmente e demonstradas na nota explicativa 23.2, são: (i) aqueles vinculados diretamente à produção de óleo e gás, cuja vida útil seja inferior à vida útil do campo; (ii) as plataformas móveis; e (iii) os demais bens não relacionados diretamente à produção de petróleo e gás. Os terrenos não são depreciados.

Os ativos de direito de uso são apresentados como ativo imobilizado e, de acordo com as vidas úteis de seus respectivos ativos subjacentes e as características dos contratos de arrendamento (prazo, transferência do ativo ou exercício de opção de compra), são depreciados pelo método linear com base nos prazos contratuais.

23.4. Direito de exploração de petróleo - Cessão Onerosa

Em 1º de novembro de 2019, a Petrobras celebrou com a União o Termo Aditivo ao Contrato de Cessão Onerosa, cujo valor ressarcido à Petrobras pela União totalizou US$ 9.058. A celebração do Termo Aditivo ocorreu previamente à realização do leilão dos excedentes da Cessão Onerosa, após a solução orçamentária para o pagamento da União à Petrobras e após o atendimento das demais condicionantes definidas pela Conselho de Administração da companhia.

Com a celebração do Termo Aditivo, a companhia efetuou o reconhecimento de contas a receber em contrapartida a um crédito no ativo imobilizado nas demonstrações financeiras da Petrobras, no montante de US$ 8.319 (considerando a taxa de câmbio média em vigor no quarto trimestre do ano).

Em 11 de dezembro de 2019, o Governo Federal brasileiro pagou esse valor à Companhia, com juros à taxa SELIC a partir da data da assinatura, no valor de US $ 43, contabilizado como receita financeira.

As informações relativas ao Resultado da Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa, estão apresentadas na nota explicativa 24.1.

23.5. Devolução à ANP de campos de petróleo e gás natural operados pela Petrobras

Em 2019, os seguintes campos de petróleo e gás foram devolvidos à ANP: Juruá, Iraúna, Barra do Ipiranga, Lagoa Branca, Nativo Oeste, Jacupemba, Mariricu Oeste, Rio Barra Seca, Rio Itaúnas Leste, Rio São Mateus Oeste e Sul de Sapinhoá. Esses campos foram devolvidos à ANP principalmente devido à sua inviabilidade econômica e, como conseqüência, a Companhia baixou o montante de US$ 74, além de perdas por redução ao valor recuperável reconhecidas em exercícios anteriores.

Em 2018, os seguintes campos de petróleo e gás foram devolvidos à ANP: Japiim, Camarão Norte, parte de Espadarte e parte de Sibite. Esses campos foram devolvidos à ANP principalmente devido à sua inviabilidade econômica e, como conseqüência, a Companhia baixou o valor de US$ 0,1, além das imparidades reconhecidas em anos anteriores.

Em 2017, os campos de petróleo e gás de Mosquito, Siri e Saíra foram devolvidos à ANP também por inviabilidade econômica. No entanto, devido às perdas por redução ao valor recuperável registradas para esses ativos em exercícios anteriores, essas baixas foram de US$ 0,1.

23.6. Taxa média ponderada da capitalização de juros

A taxa média ponderada dos encargos financeiros utilizada na determinação do montante dos custos de empréstimos sem destinação específica a ser capitalizado como parte integrante dos ativos em construção foi de 6,40 % a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 (6,35 % a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2018).

24. Intangível

24.1. Por tipo de ativos

	Direitos e Concessões	Software	Ágio (godwill)	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2018	1.801	321	218	2.340
Adições	841	85	–	926
Juros capitalizados	–	4	–	4
Baixas	(15)	–	–	(15)
Transferências	(42)	6	14	(22)
Amortização	(14)	(98)	–	(112)
Ajuste acumulado de conversão	(241)	(46)	(29)	(316)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	2.330	272	203	2.805
Custo	2.549	1.592	203	4.344
Amortização acumulada	(219)	(1.320)	–	(1.539)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	2.330	272	203	2.805
Adições	1.339	74	–	1.413
Direito de exploração de petróleo - Excedente da Cessão Onerosa	15.341	–	–	15.341
Juros capitalizados	–	4	–	4
Baixas	(11)	(6)	–	(17)
Transferências	(83)	(47)	(137)	(267)
Amortização	(10)	(60)	–	(70)
Impairment - constituição	(1)	–	–	(1)
Impairment - reversão	–	–	–	–
Ajuste acumulado de conversão	263	5	(3)	265
Saldo em 31 de dezembro de 2019	19.168	242	63	19.473
Custo	19.290	1.469	63	20.822
Amortização acumulada	(122)	(1.227)	–	(1.349)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	19.168	242	63	19.473
Tempo de vida útil estimado em anos	(*)	5	Indefinida	

(*) O saldo é composto, preponderantemente, por ativos com vida útil indefinida. A avaliação de vida útil indefinida é revisada anualmente para determinar se continua justificável.

Em 31 de dezembro de 2019, a companhia não apurou perda na avaliação de recuperabilidade do ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*).

Resultado da 16ª Rodada de Licitações da ANP

Em 10 de outubro de 2019 a Petrobras adquiriu um bloco marítimo na 16ª Rodada de Licitações no Regime de Concessão, realizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). O bloco C-M-477, localizado em águas profundas na Bacia de Campos, foi adquirido pela Petrobras, que deterá 70% de participação e será operadora, em parceria com a BP Energy do Brasil Ltda. O valor do bônus de assinatura correspondente à participação da Petrobras foi de US$ 348, pago no terceiro trimestre de 2019.

Resultado da Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa

Em 6 de novembro de 2019 a ANP realizou a Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa, na qual a Petrobras adquiriu, em parceria com a CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda. (5%) e a CNOOC Petroleum Brasil Ltda. (5%), o direito de exploração e produção do volume excedente ao Contrato de Cessão Onerosa do campo de Búzios. A Petrobras deterá 90% de participação e será operadora do campo, cujo bônus de assinatura correspondente à participação da companhia foi de US$ 14.912. O acordo de coparticipação deverá ser finalizado até setembro de 2021, sendo que, até esta data, as empresas parceiras no consórcio têm o direito de adquirir mais 5% de participação cada ou, na data limite, caso o acordo não tenha sido assinado com a Pré-sal Petróleo S.A. (PPSA), de deixar o consórcio.

A Petrobras também adquiriu integralmente o direito de exploração e produção relativo ao volume excedente do campo de Itapu. O bônus de assinatura, pago em dezembro de 2019, foi de US$ 429.

24.2. Direito de exploração de petróleo - Partilha de Produção

Em 7 de junho de 2018 a Petrobras adquiriu, por meio de parcerias formadas com ExxonMobil, Equinor, Petrogal, BP, Shell e Chevron, três blocos marítimos (Uirapuru, Dois Irmãos e Três Marias) na 4ª Rodada de Licitações no regime de Partilha de Produção da ANP, sendo operadora em todos os blocos. O valor total do bônus de assinatura, pago em setembro, foi de US$ 254.

Em 28 de setembro de 2018, a Petrobras adquiriu 100% de participação do bloco Sudoeste de Tartaruga Verde, na 5ª Rodada de Licitações no regime de Partilha de Produção da ANP, sendo vencedora com a oferta mínima de excedente de óleo e bônus de assinatura no valor de US$ 17. Este Bloco engloba uma parcela da jazida de Tartaruga Mestiça, que é compartilhada com o Campo de Tartaruga Verde. Esta parcela teve a sua comercialidade declarada em 26 de dezembro de 2018, dando origem ao Campo de Tartaruga Verde Sudoeste.

Em 7 de novembro de 2019 a ANP realizou a 6ª Rodada de Licitações no Regime de Partilha de Produção. A Petrobras adquiriu, em parceria com a CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda. (20%), o bloco Aram, localizado na Bacia de Santos. A Petrobras deterá 80% de participação e será operadora do campo, cujo valor do bônus de assinatura correspondente à participação da companhia foi de US$ 982, pago em dezembro de 2019.

24.2.1. Prática contábil para ativos intangíveis

Os ativos intangíveis estão demonstrados pelos custos de aquisição, deduzido da amortização acumulada e perdas por redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*) e são compostos por direitos e concessões que incluem, principalmente, bônus de assinatura pagos em contratos de concessão para exploração de petróleo ou gás natural e partilha de produção, concessões de serviços públicos, além de marcas e patentes, softwares e ágio por expectativa de rentabilidade futura (goodwill), decorrente de combinação de negócio, que nas demonstrações financeiras individuais, é apresentado no Investimento.

Ativos intangíveis gerados internamente não são capitalizados, sendo reconhecidos como despesa no resultado do período em que foram incorridos, exceto os gastos com desenvolvimento que atendam aos critérios de reconhecimento relacionados à conclusão e uso dos ativos, geração de benefícios econômicos futuros, dentre outros.

Os direitos e concessões correspondentes aos bônus de assinatura das concessões são reclassificados para o ativo imobilizado no momento em que as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás são demonstradas, e, enquanto estão no ativo intangível, não são amortizados. Os demais intangíveis de vida útil definida são amortizados linearmente pela vida útil estimada. Caso o bônus de assinatura envolva uma área na qual poderão ser realizadas atividades exploratórias em diferentes localidades, o valor do intangível a ser reclassificado para imobilizado quando as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás forem demonstradas para uma localidade específica será equivalente à proporção entre o volume total de óleo e gás esperado em um reservatório nessa localidade (oil in place VOIP) e o volume de óleo e gás esperado em todos os eventuais reservatórios da área.

Ativos intangíveis com vida útil indefinida não são amortizados, mas são testados anualmente em relação a perdas por redução ao valor recuperável (*impairment*). A avaliação de vida útil indefinida é revisada anualmente.

24.3. Devolução a ANP de áreas na fase de exploração de petróleo e gás natural

Em 2019, foram devolvidos para a ANP 12 blocos exploratórios (9 blocos exploratórios em 2018), situados na Bacias de Sergipe-Alagoas, Potiguar, Recôncavo e Parnaíba (Bacias de Recôncavo e Parnaíba em 2018). Os direitos exploratórios referentes a estes blocos totalizaram US$ 3 (US$ 6 em 2018).

25. Redução ao valor recuperável dos ativos (*Impairment*)

A companhia avalia a recuperabilidade dos ativos anualmente, ou quando existir um indicativo de desvalorização. Em 2019, perdas e reversões de perdas na recuperabilidade dos ativos foram reconhecidas principalmente no quarto trimestre, decorrentes da gestão de seu portfólio e atualização das premissas econômicas de médio e longo prazo da companhia, no âmbito do Plano Estratégico 2020-2024, concluído e aprovado pela Administração em 27 de novembro de 2019.

O aumento na estimativa de gastos para desmantelamento de áreas dos campos de E&P contribuiu significativamente para o reconhecimento de perdas por impairment, com destaque para as UGCs Papa-Terra da Bacia de Campos, Polo Uruguá (Uruguá e Tambaú) da Bacia de Santos e Polo CVIT (Canapu e Golfinho) na Bacia do Espírito Santo. O aumento dos gastos com desmantelamento de área deve-se, principalmente, a dois fatores: (a) redução das projeções de Brent que antecipa a data de abandono dos campos de produção de óleo e gás; e, (ii) redução da taxa livre de risco, ajustada ao risco de crédito, que apresentou melhora dos rendimentos ("yields") dos bonds da companhia ao longo do ano de 2019.

Tais perdas foram compensadas pelas reversões associadas aos ganhos nas operações de vendas (realizadas e esperadas) de campos de produção no Brasil.

Adicionalmente, perdas foram reconhecidas decorrentes: da postergação de retomada das obras do segundo trem da refinaria Abreu e Lima (RNEST); do não aproveitamento da plataforma P-37, que produzia no Campo de Marlim; pela venda da Sonda Vitória 10.000 (NS-30); e pelo reconhecimento de investimentos com licenciamento ambiental, decorrentes de termo de ajustamento de conduta para encerrar ação civil pública que questiona o licenciamento ambiental do Comperj.

A seguir estão apresentados os totais de perdas na redução ao valor recuperável dos ativos, líquidos de reversão, por natureza de ativo ou UGC, reconhecidos nos resultados dos exercícios de 2019, 2018 e 2017:

Ativo ou UGC, por natureza (*)	Valor contábil líquido	Valor recuperável (**)	Perda por des-valorização(***)	Segmento	Comentários
					2019
Investimentos, Imobilizado e Intangível					
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	105.532	196.994	1.859	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (a1)
Conjunto de navios da Transpetro	1.347	1.453	(103)	RTC, Brasil	Ver item (b1)
Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços - Brasil	314	–	307	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (c1)
UFN III	204	–	200	RTC, Brasil	Ver item (d1)
Comperj	330	117	209	RTC, Brasil	Ver item (e1)
2º trem de refinaria Abreu e Lima - RNEST	1.043	498	534	RTC, Brasil	Ver item (f1)
Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços - Exterior	343	15	333	Exploração e Produção, Exterior	Ver item (g1)
Outros	33	–	67	Diversos	
			3.406		
Ativos mantidos para venda					
Campos de produção de óleo e gás - Polo Pampo e Enchova	328	808	(494)	Exploração e Produção, Brasil	Ver item 25.2
Campos de produção de óleo e gás - Frade	19	105	(84)	Exploração e Produção, Brasil	Ver item 25.2
Campos de produção de óleo e gás - Maromba	–	68	(67)	Exploração e Produção, Brasil	Ver item 25.2
POG	444	354	89	Exploração e Produção, Exterior	Ver item 25.2
Outros	592	468	(2)	Diversos	
Total			2.848		
					2018
Investimentos, Imobilizado e Intangível					
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	7.019	9.923	524	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (a2)
Conjunto de navios da Transpetro	1.721	1.300	428	RTC, Brasil	Ver item (b2)
Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços	199	6	197	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (c2)
UFN III	312	200	114	RTC, Brasil	Ver item (d2)
Campos de produção de óleo e gás no exterior (diversas UGCs)	2.258	1.554	715	Exploração e Produção, Exterior	Ver item (h)
GASFOR II	58	–	59	Gás e Energia, Brasil	Ver item (i)
Comperj	46	–	47	RTC, Brasil	Ver item (e2)
2º trem de refinaria Abreu e Lima - RNEST	1.114	1.092	22	RTC, Brasil	Veritem (f2)
Outros	666	756	14	Diversos	
Total	2.579	2.929	2.120	Diversos	
Ativos mantidos para venda					
Campos de produção de óleo e gás - Polo Riacho da Forquilha	98	459	(34)	Exploração e Produção, Brasil	
Outros	25	109	(81)	Diversos	
			2.005		
Property, plant and equipment and intangible assets					**2017**
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	11.826	16.070	(870)	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (a2)
2º trem de refinaria Abreu e Lima - RNEST	1.716	1.261	464	Abastecimento, Brasil	Ver item (h2)
FábricaS de Fertilizantes BA e SE	412	–	412	Gás e Energia, Brasil	Ver item (j)
Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços	360	4	363	Exploração e Produção, Brasil	Ver item (c2)
Campos de produção de óleo e gás no exterior (diversas UGCs)	215	89	128	Exploração e Produção, Exterior	Ver item (e2)
Navios Panamax - Transpetro	112	–	112	Abastecimento, Brasil	Ver item (k)
Araucária	70	–	70	Gás e Energia, Brasil	Ver item (l1)
Comperj	51	–	51	Abastecimento, Brasil	Ver item (g2)
Conecta e DGM	38	–	38	Distribuição, Exterior	Ver item (i)
Outros	1.863	1.797	68	Diversos	
			836		
Ativos mantidos para venda					

Campos de produção de óleo e gás Roncador	3.164	2.766	405	Exploração e Produção, Brasil
Outros	317	366	(50)	Diversos
Total			1.191	

(*) Inclui apenas os valores contábeis e os valores recuperáveis de ativos com perda no valor recuperável, para os quais as reversões foram reconhecidas.

(**) Os valores recuperáveis de ativos para o cálculo do valor recuperável foram o seu valor em uso, exceto os equipamentos de perfuração e produção de óleo e gás que foram baseados no seu valor justo.
(***) Reversões estão apresentadas entre parênteses.

25.1. Imobilizado e Intangível

Na avaliação de recuperabilidade dos ativos imobilizados e intangíveis, testados individualmente ou agrupados em unidades geradoras de caixa - UGC, a companhia considerou as seguintes projeções:

- vida útil baseada na expectativa de utilização dos ativos ou conjunto de ativos que compõem a UGC, considerando a política de manutenção da companhia;

- premissas e orçamentos aprovados pela Administração para o período correspondente ao ciclo de vida esperado, em razão das características dos negócios; e

- taxa de desconto pré-imposto, que deriva da metodologia de cálculo do custo médio ponderado de capital (weighted average cost of capital - WACC) pós-imposto, ajustada por um prêmio de risco específico nos casos de projetos postergados por extenso período ou risco específico do país, nos casos de ativos no exterior. O uso de taxas de desconto pós-impostos na determinação dos valores em uso não resulta em valores recuperáveis materialmente diferentes se taxas de desconto antes dos impostos tivessem sido usadas.

Informações sobre as premissas-chave para os testes de recuperabilidade de ativos e as definições das UGCs são apresentadas nas notas explicativas 4.2 e 4.3, respectivamente, e envolvem julgamentos e avaliação por parte da Administração com base em seu modelo de negócio e gestão.

Ao longo de 2019, a Administração identificou e avaliou as seguintes alterações em suas UGCs:

a) UGCs do Segmento de E&P: (i) Polo Cessão Onerosa (extinção da UGC e formação de seis novas – UGC Itapu; UGC Polo Búzios; UGC Polo Sépia; UGC Polo Atapu; UGC Polo Lula e UGC Polo Berbigão-Sururu, tendo em vista a conclusão da revisão do Contrato da Cessão Onerosa e a definição de um novo modelo de negócio e gestão para os ativos); (ii) Polo Parques da Baleias (em função da nova definição do campo de Jubarte, aprovada pela ANP, permanecendo na UGC os campos de Baleia Anã e Cacharéu e retirados os campos de Cachalote e Pirambu pela falta de interdependência desses ativos na geração de entradas de caixa); (iii) Polo Norte (exclusão do campo de Corvina e da plataforma P-37, ambos pelo fim da vida útil produtiva);

b) UGC Gás Natural: a venda de 90% da Transportadora Associada de Gás (TAG) acarretou na sua exclusão como ativo da UGC; e,

c) UGC Energia: com a não efetivação da venda das térmicas Termobahia e Termocamaçari, a Administração reverteu a classificação dos Ativos de mantidos para venda para o Imobilizado. A térmica Termobahia retornou para a UGC, em função do cenário de uso da planta pela Petrobras e da sua interdependência na geração de caixa com as demais térmicas da UGC, e a térmica Termocamaçari passa a ser avaliada isoladamente em função da falta de perspectiva de operação futura.

As estimativas das premissas-chave nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso das UGCs em 2019 foram:

2019

	2020	2021	2022	2023	2024	Longo prazo Média
Brent médio em termos reais (US$/barril)	65	65	65	65	65	65
Taxa média de câmbio em termos reais - US$/US$ (excluindo inflação)	3.85	3.79	3.75	3.72	3.7	3.6

2018

	2019	2020	2021	2022	2023	Longo prazo Média
Brent médio em termos reais (US$/barril)	66	67	72	75	75	73
Taxa média de câmbio em termos reais - US$/US$ (excluindo inflação)	3.64	3.56	3.5	3.46	3.44	3.37

2017

	2018	2019	2020	2021	2022	Longo prazo Média
Brent médio em termos reais (US$/barril)	53	58	66	70	73	71
Taxa média de câmbio em termos reais - US$/US$ (excluindo inflação)	3.44	3.47	3.47	3.46	3.49	3.4

Informações sobre as principais perdas no valor de recuperação em ativos imobilizados ou intangíveis são apresentadas a seguir:

a1) Campos de produção de óleo e gás no Brasil – 2019

As nossas avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil resultaram no reconhecimento de perdas líquidas no valor de US$ 1.859. A taxa de desconto pós-imposto em moeda constante, aplicada ao setor de exploração e produção no Brasil foi de 6.7% a.a. Esse montante deve-se principalmente a:

Perdas no montante de US$ 2.092, relacionadas, predominantemente, às UGCs de Papa-Terra (US$ 369), Polo Uruguá (US$ 344), Polo CVIT (US$ 206), Corvina (US$ 158), Piranema (US$ 1128), Camorim (US$ 109), Pirambu (US$ 102), Polo Merluza (US$ 98), Polo Miranga (US$ 76), Guaricema (US$ 76) e Polo Água grande (US$ 72) e, principalmente, devido à queda nas estimativas para o preço médio do Brent em todo o horizonte de projeção e ao aumento da provisão para desmantelamento de áreas, derivada da redução das taxas livre de risco e alterações no cronograma de remoção e tratamento das instalações de produção de óleo e gás; e

Reversões de perdas no montante de US$ 53, relacionadas, predominantemente, às UGCs de Polo Peroá (US$ 30) e Castanhal (US$ 12), em sua maior parte devido a ganhos na curva de produção e benefício fiscal de depreciação acelerada relativa ao novo modelo tributário do Repetro.

a2) Campos de produção de óleo e gás no Brasil – 2018

As nossas avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil resultaram no reconhecimento da reversão de perdas líquidas no valor de US$ (103). A taxa de desconto pós-imposto em moeda constante, aplicada ao setor de exploração e produção foi de 7,4% a.a. em 31 de dezembro de 2018. Esse montante deve-se principalmente a:

Perdas no montante de US$ 1.054, relacionadas, predominantemente, às UGCs de Camorim (US$ 140), Linguado (US$ 139), Piranema (US$ 93), Guaricema (US$ 92), Juruá (US$ 91), Bicudo (US$ 83), Caioba (US$ 61), Polo Pper-1 (US$ 49), Garoupinha (US$ 39), Frade (US$ 39), Castanhal (US$ 36) e Papa Terra (US$ 35), principalmente, devido ao aumento da provisão para desmantelamento de áreas, derivada da revisão das estimativas de gastos futuros com abandono de equipamentos, bem como pelo aumento da taxa de câmbio.

Reversões de perdas no montante de US$ 530, relacionadas, predominantemente, às UGCs de Polo Cvit (US$ 158), Polo Uruguá (US$ 151), Polo Ceará Mar (US$ 50), Dom João (US$ 23), Polo Miranga (US$ 16), Polo Fazenda Belém (US$ 13) e Polo Bijupirá-Salema (US$ 13), principalmente, devido à revisão de projetos, aprovada no plano de negócios da companhia, com a consequente extensão da curva de produção.

a3) Campos de produção de óleo e gás no Brasil – 2017

As nossas avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil, sob o regime de concessão, resultaram no reconhecimento de uma reversão líquida de provisão no valor de US$ 870. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e, taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 7.6% a.a., que deriva da metodologia do WACC para o setor de exploração e produção. O montante deve-se principalmente a:

• Reversões de perdas no montante de US$ 1.733, relacionadas, predominantemente, às UGCs de Polo Norte (US$ 912), Espadarte (US$ 125), Papa Terra (US$ 122), Polo Uruguá (US$ 100), Pampo (US$ 91) , Polo Fazenda Alegre (US$ 45), Polo Cidade de São Mateus (US$ 44), Riachuelo (US$ 40), Polo Fazenda Imbé (US$ 28), Fazenda Bálsamo (US$ 26), Polo de Peroá (US$ 25), Polo São Mateus (US$ 19) e Riacho da Forquilha (US$ 18), devido à redução da taxa de desconto, revisão de escopo do projeto de revitalização de campos maduros e aprovação do novo Repetro com redução dos gastos de desembolso de tributos federais e estaduais decorrentes da nacionalização de equipamentos(ver nota 21.4); e

• Perdas no montante de US$ 863, relacionadas, predominantemente, às UGCs de Piranema (US$ 227), Salgo (US$ 104), Polo Ceará Mar (US$ 95), Polo Cvit (US$ 63), Polo Miranga (US$ 59), Polo Fazenda Belém (US$ 49), Frade (US$ 40), Dom João (US$ 27) e Candeias (US$ 18), devido, principalmente, ao aumento da provisão para desmantelamento de áreas, decorrente da alteração na carteira de investimentos, com a consequente antecipação do encerramento da produção econômica de alguns campos, bem como a redução da taxa de desconto adotada para ajuste a valor presente da obrigação futura de abandono.

b1) Conjunto de navios da Transpetro – 2019

O aumento nas projeções da taxa de câmbio R$/US$ do Plano Estratégico 2020-2024, em comparação ao plano anterior, acarretou em um efeito positivo na geração de caixa em Reais da UGC, dado que os preços dos fretes são cotados em dólar norte-americano, resultando, ao final, em uma reversão de perda no montante de US$ 103. A taxa de desconto pós-imposto em moeda constante aplicada ao setor de transporte variou entre 4,3% a.a. e 5,8% a.a.

b2) Conjunto de navios da Transpetro – 2018

A piora na expectativa dos valores dos fretes projetados no PNG 2019-2023, afetou significativamente nossas avaliações do conjunto de navios da Transpetro, resultando no reconhecimento de perdas no montante de US$ 428. A taxa de desconto pós-imposto em moeda constante aplicada ao setor de transporte variou entre 3,8% a.a. e 6,6% a.a.

c1) Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil – 2019

A companhia decidiu pelo não reaproveitamento da plataforma P-37 no campo de Marlim, o que ocasionou na sua exclusão da UGC Polo Norte e no seu enquadramento como um ativo isolado, com o reconhecimento de perdas por desvalorização no montante de US$ 307.

c2) Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil – 2018

Nas nossas avaliações dos ativos que atuam na produção e perfuração dos poços, mas não vinculados diretamente as UGCs de campos de produção de óleo e gás ou polos, foram identificadas perdas líquidas por desvalorização de US$ 197, decorrentes de: i) encerramento das operações da Monobóia 2 do Plano Diretor de Escoamento e Tratamento de Óleo - PDET (US$ 172); e ii) estimativa de valor justo inferior ao valor contábil líquido do painel de controle e trocador de calor associados ao projeto das plataformas P-72 e P-73, que não puderam ser aproveitados em outros projetos da companhia e serão destinados à venda (US$ 24).

c3) Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil – 2017

Nas nossas avaliações dos ativos que atuam na produção e perfuração dos poços, não vinculados diretamente aos campos de produção de óleo e gás, foram identificadas perdas líquidas por desvalorização de US$ 363, decorrentes principalmente de: i) estimativa de valor justo inferior ao valor contábil líquido de compressores e sistemas de remoção de CO2, associados ao projeto das plataformas P-72 e P-73, que não puderam ser aproveitados em outros projetos da companhia e serão destinados à venda (US$ 127); ii) desmobilização e encerramento das operações da Balsa Guindaste e de Lançamento BGL-1 (US$ 114); e iii) hibernação de instalações e equipamentos do Estaleiro Inhaúma, que estão fora do escopo inicial do projeto de implantação do Terminal Logístico Inhaúma (US$ 125).

d1) UFN III – 2019

Com a decisão pela não retomada da obra para a conclusão do empreendimento, a companhia reconheceu o valor integral deste ativo como perda no montante de US$ 200

d2) UFN III – 2018

As nossas avaliações da Unidade de Fertilizantes e Nitrogenados III, situada em Três Lagoas, no Mato Grosso do Sul, considerando o valor justo deste ativo, resultaram no reconhecimento de perdas por desvalorização no valor de US$ 114.

e1) Comperj – 2019

Foram reconhecidas perdas líquidas no montante de US$ 209, em função dos investimentos com licenciamento ambiental, decorrentes de termo de ajustamento de conduta para encerrar ação civil pública que questiona o licenciamento ambiental do Comperj, bem como pelos investimentos realizados nas utilidades do Trem 1 do Comperj, que fazem parte da infraestrutura conjunta necessária para o escoamento e processamento do gás natural do polo pré-sal da Bacia de Santos.

e2) Comperj – 2018

No último plano de negócios aprovado pela Administração, a decisão sobre a retomada das obras referentes ao Trem 1 permanece condicionada à identificação de parceiros para a sua continuidade. Como as obras inerentes as utilidades do Trem 1 da refinaria também atenderão à Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN), permanecem em andamento, pois fazem parte da infraestrutura conjunta necessária para o escoamento e processamento do gás natural do polo pré-sal da Bacia de Santos. Assim, como ainda não existem decisões finais sobre os projetos, permanece a interdependência entre a referida infraestrutura e o Trem 1 e, dessa forma, perdas adicionais foram reconhecidas no quarto trimestre de 2018, totalizando US$ 47 no exercício de 2018.

e3) Comperj – 2017

Em 2017, a retomada do projeto Comperj ainda dependia de novas parcerias. Dessa forma, pelos mesmos motivos citados acima, a Companhia reconheceu a redução ao valor recuperável, em 2017, no montante de US$ 51.

f1) 2º trem de refino da RNEST – 2019

Os fluxos de caixa do valor em uso dos ativos de refino do 2º Trem da RNEST consideram a postergação da previsão de sua entrada em operação em 3 anos e 8 meses, o que implicou no reconhecimento de perdas por desvalorização no valor de US$ 534. A taxa de desconto aplicada ao setor de refino, considerando a inclusão de um prêmio de risco específico para os projetos postergados, foi de 7,8% a.a.

f2) 2º trem de refino da RNEST – 2018

As nossas avaliações dos ativos de refino do 2º Trem da RNEST resultaram no reconhecimento de perdas por desvalorização no valor de US$ 22, decorrentes, principalmente, da postergação da previsão de entrada em operação em cinco meses, conforme aprovado no PNG 2019-2023. A taxa de desconto aplicada ao setor de refino, considerando a inclusão de um prêmio de risco específico para os projetos postergados, foi de 7,3% a.a.

f3) 2º trem de refino da RNEST – 2017

As nossas avaliações dos ativos de refino do 2º Trem da RNEST resultaram no reconhecimento de perdas por desvalorização no valor de US$ 464. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 7,7% a.a., que deriva da metodologia do WACC para o setor de refino e considera a inclusão de um prêmio de risco específico para os projetos postergados. Essas perdas decorreram, principalmente: i) maior custo de aquisição de matéria-prima e ii) redução da margem de refino, previstos no PNG 2018-2022.

g1) Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Exterior – 2019

Com a venda do Navio-sonda NS-30 (Vitória 10.000), concluída em dezembro de 2019, a Drill Ship International B.V. (DSI), subsidiária da PIB BV, reconheceu perdas por *impairment* de US$ 333 em função da diferença entre o valor esperado de venda e o valor contábil do ativo.

h1) Campos de produção de óleo e gás no Exterior (diversas UGCs) – 2018

Em 31 de outubro de 2018, a Petrobras America Inc. (PAI) e a empresa Murphy Exploration & Production Company – USA (Murphy), subsidiária integral da Murphy Oil Corporation, celebraram contrato visando à formação de uma joint venture (JV) composta por campos em ativos em produção de petróleo e gás natural no Golfo do México. Com esta operação, a companhia reconheceu uma perda total por impairment de US$ 715 em 31 de dezembro de 2018, principalmente devido à atualização das premissas operacionais e taxas de desconto, associadas à redução da participação nos campos com a formação da JV.

h2) Campos de produção de óleo e gás no Exterior (diversas UGCs) – 2017

As nossas avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Exterior, sob o regime de concessão, resultaram no reconhecimento de perdas no valor de US$ 128, relacionadas, principalmente, ao campo de Hadrian South, nos Estados Unidos, devido à decisão da parada de produção e abandono permanente do campo. A taxa de desconto pós-imposto em moeda constante, que deriva da metodologia do WACC para o setor de exploração e produção, específicas para cada país: nos EUA de 5,7% a.a. (5,5% a.a. em 2016).

i) GASFOR II – 2018

A Administração decidiu paralisar o desenvolvimento do projeto GASFOR II, conduzido pela TAG, fazendo com que os ativos fossem excluídos da UGC Gás Natural e testados isoladamente. Com a hibernação, não é possível estimar fluxos de caixa futuros decorrentes do uso desses ativos no horizonte de planejamento da companhia, resultando no reconhecimento de perdas por desvalorização no montante de US$ 59 em 31 de dezembro de 2018, correspondendo ao valor contábil líquido total dos ativos.

j) Fábricas de Fertilizantes – 2017

A Administração, considerando a baixa perspectiva de sucesso na alienação de determinadas plantas, decidiu dar continuidade ao posicionamento estratégico de sair desse negócio. Como consequência, estes ativos passaram a ter suas recuperabilidades testadas isoladamente e não é possível estimar fluxos de caixa futuros decorrente do uso dessas plantas no horizonte do PNG 2018-2022, resultando no reconhecimento de perdas por desvalorização no montante de US$ 412 em 31 de dezembro de 2017, correspondendo ao valor contábil líquido total desses ativos.

k) Navios Panamax – Transpetro - 2017

Em dezembro de 2017, a Administração da Transpetro decidiu pela hibernação por tempo indeterminado de três navios em construção da classe PANAMAX (EI-512, EI-513 e EI-514) e, como consequência, estes ativos deixaram de pertencer à UGC Transporte e foram testados isoladamente. Com a hibernação, não é possível estimar fluxos de caixa futuros decorrente do uso dos navios no horizonte do PNG 2018-2022, resultando no reconhecimento de perdas por desvalorização no montante de US$ 112 em 31 de dezembro de 2017, correspondendo ao valor contábil líquido total desses ativos.

l) Araucária – 2017

Em 2017, foram verificados indicativos de desvalorização de alguns ativos decorrentes da deterioração das condições previstas para o mercado, tais como aumento nos custos de produção e redução nos volumes e preços de vendas, que resultaram em estimativa de fluxos de caixa negativos. Os fluxos de caixa futuros consideraram as premissas e orçamentos da companhia e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 6,6% a.a., que deriva da metodologia WACC para o setor de fertilizantes. Dessa forma, a companhia reconheceu perdas por impairment de US$ 70, principalmente no segundo trimestre de 2017.

i) Conecta e DGM – 2017

Considerando o atual cenário de preços e contratos de fornecimento de gás natural no Uruguai, foram reconhecidas perdas por impairment no montante de US$ 38, registrados no Ativo Intangível e Imobilizado, associadas à concessão de distribuição de gás natural da Conecta e DGM, subsidiárias no Uruguai.

25.1.1. Valores contábeis de ativos próximos aos seus valores recuperáveis

O montante de perda por redução ao valor recuperável tem como base a diferença entre o valor contábil do ativo ou UGC e seu respectivo valor recuperável. A tabela a seguir contém informações sobre os ativos ou UGCs que apresentaram valores recuperáveis de até 10% a mais que seus valores contábeis e, com isso, estariam mais suscetíveis ao reconhecimento de perdas por *impairment* no futuro, em função de alterações significativas nas premissas:

		31.12.2019		
	Segmento	Valor contábil líquido	Valor recuperável (**)	Sensibilidade (*)
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (7 UGCs)	E&P	10.149	10.626	(585)
Conjunto das Térmicas	G&E	1.948	2.051	(102)

(*) Perda estimada por impairment, considerando uma redução de 10% no valor recuperável das UGCs.

25.1.2. Prática contábil para *impairment* de imobilizado e intangível

A companhia avalia os ativos imobilizado e intangível quando há indicativos de não recuperação do seu valor contábil. Essa avaliação é efetuada para o ativo individual ou ao menor grupo identificável de ativos que gera entradas de caixa em grande parte independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos (UGC). A nota explicativa 4.3 apresenta informações detalhadas sobre as UGCs da companhia.

Os ativos vinculados ao desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural (campos ou polos) e aqueles que têm vida útil indefinida, como o ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*), têm a recuperação do seu valor testada anualmente, independentemente de haver indicativos de perda de valor.

Considerando-se as sinergias do Grupo Petrobras e a expectativa de utilização dos ativos até o final da vida útil, usualmente o valor recuperável utilizado na realização do teste de recuperabilidade é o valor em uso, exceto quando especificamente indicado. Tais casos envolvem situações nas quais a companhia identifica e avalia que premissas que seriam utilizadas por participantes de mercado na mensuração do valor justo para precificar o ativo ou a UGC divergem de premissas exclusivas da Petrobras.

O valor em uso é estimado com base no valor presente dos fluxos de caixa futuros decorrentes do uso contínuo dos respectivos ativos. Os fluxos de caixa são ajustados pelos riscos específicos e utilizam taxas de desconto pré-imposto, que derivam do custo médio ponderado de capital (WACC) pós-imposto. As principais premissas dos fluxos de caixa são: taxas de câmbio e preços baseados no último Plano Estratégico divulgado, curvas de produção associadas aos projetos existentes no portfólio da companhia, custos operacionais de mercado e investimentos necessários para realização dos projetos.

Reversões de perdas reconhecidas anteriormente podem ocorrer, exceto com relação às perdas por redução do valor recuperável do ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*).

25.2. Ativos classificados como mantidos para venda

Em 2019, em decorrência da aprovação da Administração da companhia para alienação de diversos ativos do segmento de E&P, conforme nota explicativa 30, a companhia reconheceu reversões no montante de US$ 558, considerando o valor justo líquido das despesas de vendas, predominantemente, nos seguintes ativos:

- Projeto Pampo e Enchova - 10 concessões localizadas em águas rasas na Bacia de Campos (Rio de Janeiro) com reversão de perda de desvalorização no montante de US$ 494 nos campos de Badejo, Bicudo, Linguado, Pampo e Trilha;
- Projeto Bispo – Campo de Frade com reverão de perda de desvalorização no montante de US$ 84;
- Projeto Mangalarga 2 – Campo de Maromba com reverão de perda de desvalorização no montante de US$ 67;
- PO&G B.V. – Venda da Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&GBV), subsidiária da PIB BV, PIBBV, com reconhecimento de perdas por desvalorização no montante de US$ 89;

Em 2018, em decorrência da aprovação da Administração da companhia para alienação de investimentos, conforme nota explicativa 30.2, a companhia reconheceu reversões de perdas no montante de US$ 115, incluindo a cessão da participação da empresa em 34 campos de produção terrestres de petróleo, localizados na Bacia Potiguar, no Rio Grande do Norte, para a empresa brasileira 3R Petroleum.

Em 2017, a companhia reconheceu perdas no montante de US$ 355, refletindo principalmente, a cessão de 25% de participação no campo de Roncador. Em função da diferença entre o valor da oferta e o valor contábil do ativo.

A prática contábil aplicada para ativos e passivos classificados como mantidos para a venda está descrita na nota explicativa 30.4.

25.3. Investimento em coligadas e em empreendimentos controlados em conjunto (incluindo ágio)

Nas avaliações de recuperabilidade dos investimentos em coligadas e empreendimentos em conjunto, incluindo ágio, foi utilizado o método do valor em uso, a partir de projeções que consideraram: (i) horizonte de projeção do intervalo de 5 a 12 anos, com perpetuidade sem crescimento; (ii) premissas e orçamentos aprovados pela Administração da companhia; e (iii) taxa de desconto pós-imposto, que deriva do WACC ou CAPM, conforme metodologia de aplicação.

25.3.1. Prática contábil para coligadas e em empreendimentos controlados em conjunto

Os investimentos em coligada e em empreendimentos controlados em conjunto são testados individualmente para fins de avaliação da sua recuperabilidade. Na aplicação do teste, o valor contábil do investimento, incluindo o ágio, é comparado com o seu valor recuperável.

Geralmente, o valor recuperável é o valor em uso, exceto quando especificamente indicado, proporcional à participação no valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados da coligada ou empreendimento controlado em conjunto, representando fluxos futuros de dividendos e outras distribuições.

25.3.2. Investimento em coligada com ações negociadas em bolsas de valores (Braskem S.A. e Petrobras Distribuidora S.A. - BR)

Braskem S.A.

A Braskem S.A. é uma companhia de capital aberto, com ações negociadas em bolsas de valores no Brasil e no exterior. Com base nas cotações de mercado no Brasil, em 31 de dezembro de 2019, a participação da Petrobras nas ações ordinárias (47% do total) e nas ações preferenciais (21,9% do total) da Braskem S.A., foi avaliada em US$ 2.223. Em 31 de dezembro de 2019, aproximadamente 3% das ações ordinárias dessa investida são de titularidade de não signatários do Acordo de Acionistas e sua negociação é extremamente limitada.

Considerando a relação operacional entre a Petrobras e a Braskem S.A., o teste de recuperabilidade do investimento nessa coligada foi realizado com base em seu valor em uso, proporcional à participação da companhia no valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados da Braskem S.A., representando fluxos futuros de dividendos e outras distribuições da investida. As avaliações de recuperabilidade não indicaram a existência de perdas por *impairment*.

As principais estimativas utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso da Braskem S.A., foram:

- taxa de câmbio média estimada de R$ 3,85 para US$ 1,00 em 2020 (convergindo para R$ 3,60 a longo prazo);
- preço de petróleo Brent médio de US$ 65 em 2020 e no longo prazo;
- projeção de preços das matérias-primas e petroquímicos refletindo as tendências internacionais;
- evolução das vendas de produtos petroquímicos, estimada com base no crescimento do Produto Interno Bruto – PIB (brasileiro e global);
- taxa de desconto pós-imposto de 8,9%, em moeda constante, considerando o custo de capital próprio dada a metodologia adotada no valor em uso ; e
- redução na margem EBITDA, acompanhando o ciclo de crescimento da indústria petroquímica nos próximos anos, com redução no longo prazo.

Petrobras Distribuidora S.A. - BR

Em julho de 2019, com *follow-on* das ações da BR distribuidora, a companhia passou para condição de coligada. Considerando as ações negociadas em bolsa em mercado ativo, o valor recuperável da BR Distribuidora foi avaliado com base no valor justo. O valor do Investimento em dezembro de 2019 é de US$ 2.684, o equivalente a US$ 6,14 (R$ 24,76) por ação ordinária. O valor de mercado desde a data da operação obteve os seguintes valores por ação ordinária:

- De fechamento de 2019 (em 30/12/2019): US$ 7,46;
- Médio do período: US$ 6,87;
- Maior cotação do período: US$ 7,55 em 27/12/2019; e
- Menor cotação do período: US$ 6,45 em 23/07/2019.

Como o valor justo de negociação da BR é superior ao valor de investimento registrado durante todo o período de análise, as avaliações de recuperabilidade não indicaram a existência de perdas por *impairment*.

25.3.3. Investimento em Distribuidoras Estaduais de Gás Natural.

Em 31 de dezembro de 2019 as avaliações de recuperabilidade não indicaram a existência de perdas por *impairment*, sendo o valor recuperável de US$ 1,313, considerando uma taxa de desconto pós-imposto de 5,3%, em moeda constante.

25.3.4. Perdas em Investimentos

Em 2019, a companhia reconheceu em resultado de participações em investimento, perdas líquidas por desvalorização no total de US$ 4.

Em 2018, a companhia reconheceu em resultado de participações em investimento, reversão de perdas líquidas por desvalorização no total de US$ 28, principalmente atribuíveis às investidas POGBV, e Refinaria de Petróleo Riograndense (RPR).

Em 2017, a companhia reconheceu em resultado de participações em investimento, no resultado do exercício perdas líquidas por desvalorização no total de US$ 20, principalmente atribuíveis às investidas Logum, Belém Bioenergia Brasil (BBB) e Refinaria de Petróleo Riograndense (RPR).

26. Atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás natural

As atividades de exploração e avaliação abrangem a busca por reservas de petróleo e gás natural desde a obtenção dos direitos legais para explorar uma área específica até a declaração da viabilidade técnica e comercial das reservas.

As movimentações dos custos capitalizados relativos aos poços exploratórios e os saldos dos valores pagos pela obtenção dos direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural, ambos diretamente relacionados a atividades exploratórias em reservas não provadas, são apresentados na tabela a seguir:

Custos Exploratórios Reconhecidos no Ativo (*)	**12.31.2019**	**12.31.2018**
Imobilizado		
Saldo inicial	4.132	4.522
Adições a custos capitalizados pendentes de determinação das reservas provadas	510	379
Custos exploratórios capitalizados debitados a despesas	(216)	(10)
Transferências à medida que as reservas são consideradas provadas	–	(95)
Ajustes acumulados de conversão	(164)	(664)
Saldo final	4.262	4.132
Intangível (**)	18.919	1.980
Total dos Custos Exploratórios Reconhecidos no Ativo	23.181	6.112

(*) Líquido de valores capitalizados e subsequentemente baixados como despesas no mesmo período.

(**) Os bônus referentes aos resultados da 16ª rodada de licitações do ANP e Excedente de Cessão Onerosa estão descritos na nota explicatova 24.1.

Os custos exploratórios reconhecidos no resultado e os fluxos de caixa vinculados às atividades de avaliação e exploração de petróleo e gás natural estão demonstrados abaixo:

	2019	**2018 Reapresentado**	**2017 Reapresentado**
Custos exploratórios reconhecidos no resultado			
Despesas Com Geologia E Geofísica	477	330	361
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura)	308	87	279
Penalidades contratuais de conteúdo local	4	91	152
Outras Despesas Exploratórias	10	16	8
Total das despesas	799	524	800
Caixa utilizado nas atividades:			
Operacionais	485	346	371
Investimentos	17.265	1.273	1.794
Total do caixa utilizado	17.750	1.619	2.165

No exercício findo em 31 de dezembro de 2019, a Companhia reconheceu uma provisão no valor de US$ 4 (US$ 91 em 2018 e US$ 152 em 2017) decorrente de potenciais penalidades contratuais pelo não atendimento aos percentuais mínimos exigidos de conteúdo local para 125 blocos com fase exploratória encerrada.

26.1. Prática contábil para exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás natural

Gastos com exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural são contabilizados de acordo com o método dos esforços bem sucedidos, conforme a seguir:

- Gastos relacionados com atividades de geologia e geofísica referentes à fase de exploração e avaliação de óleo e gás até o momento em que a viabilidade técnica e comercial da produção de óleo e gás for demonstrada são reconhecidos como despesa no período em que são incorridos;

- Valores relacionados à obtenção de direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural são inicialmente capitalizados no ativo intangível. Quando as viabilidades técnica e comercial da produção de óleo e gás podem ser demonstradas, tais direitos e concessões são reclassificados para o ativo imobilizado;

- Custos exploratórios diretamente associados à perfuração de poços, inclusive os equipamentos e instalações, são inicialmente capitalizados no ativo imobilizado até que sejam constatadas ou não reservas provadas relativas ao poço. Em determinados casos, reservas são identificadas, mas não podem ser classificadas como provadas quando a perfuração é finalizada. Nesses casos, os custos anteriores e posteriores à perfuração do poço continuam a ser capitalizados caso o volume de reservas descobertos justifique sua

conclusão como poço produtor e estudos das reservas e da viabilidade econômica e operacional do empreendimento estiverem em curso. Uma comissão interna de executivos técnicos da companhia revisa mensalmente as condições de cada poço, levando-se em consideração os dados de geologia, geofísica e engenharia, aspectos econômicos, métodos operacionais e regulamentações governamentais. Na nota explicativa 4.1, há maiores informações sobre o cálculo das reservas provadas de petróleo e gás da companhia;

- Poços exploratórios secos ou sem viabilidade econômica e os demais custos vinculados às reservas não comerciais são reconhecidos como despesa no período, quando identificados como tal, por uma comissão interna de executivos técnicos da companhia; e

- Todos os custos incorridos com o esforço de desenvolver a produção de uma área declarada comercial (com reservas provadas e economicamente viáveis) são capitalizados no ativo imobilizado. Incluem-se nessa categoria os custos com poços de desenvolvimento; com a construção de plataformas e plantas de processamento de gás; com a construção de equipamentos e facilidades necessárias à extração, manipulação, armazenagem, processamento ou tratamento do petróleo e gás; e com a construção dos sistemas de escoamento do óleo e gás (dutos), estocagem e descarte dos resíduos.

26.2. Tempo de capitalização

O quadro a seguir apresenta os custos e o número de poços exploratórios capitalizados por tempo de existência, considerando a data de conclusão das atividades de perfuração. Demonstra, ainda, o número de projetos para os quais os custos de poços exploratórios estejam capitalizados por prazo superior a um ano:

Custos exploratórios capitalizados por tempo de existência (*)

	2019	2018
Custos de prospecção capitalizados até um ano	219	85
Custos de prospecção capitalizados acima de um ano	4.043	4.047
Saldo final	4.262	4.132
Número de projetos cujos custos de prospecção foram capitalizados por prazo superior a um ano	43	49

	Valores capitalizados (2019)	Número de poços
2018	54	1
2017	48	1
2016	292	4
2015	852	14
2014 e anos anteriores	2.797	46
Saldo Total	4.043	66

(*) Não contempla os custos para obtenção de direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural.

Os custos exploratórios dos poços que foram capitalizados por um período superior a um ano desde a conclusão da perfuração totalizam US$ 4.047. Esses custos referem-se a 43 projetos, que incluem (i) US$ 3.834 para poços em áreas nas quais há atividades de perfuração em andamento ou atividades de perfuração firmemente planejadas no curto prazo e para as quais um "Plano de Avaliação" foi submetido para aprovação pela ANP; e (ii) US$ 213 referem-se a custos incorridos para avaliar as reservas e seu potencial desenvolvimento.

27. Garantias aos contratos de concessão para exploração de petróleo

A Petrobras concedeu garantias à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP no total de US$ 2.801 para os Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração, permanecendo em vigor US$ 2.042 líquidos dos compromissos já cumpridos. Desse montante, US$ 1.639 correspondem ao penhor do petróleo de campos previamente identificados e já em fase de produção e US$ 403 referem-se a garantias bancárias.

28. Parcerias em atividades de exploração e produção

Em linha com seus objetivos estratégicos, a Petrobras atua de forma associada com outras empresas em joint ventures no Brasil como detentora de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural nos regimes de concessão e partilha da produção.

Em 31 de dezembro de 2019 a companhia detém participação em 112 consórcios em parceria com 42 empresas parceiras, dentre os quais a Petrobras é operadora em 64 consórcios (124 consórcios, 44 parceiros e operadora de 72 parcerias em 31 de dezembro de 2018). As parcerias formadas em 2018 e 2019 estão descritas a seguir:

Consórcios	Localização	% Petrobras	% Parceiros	Operador	Ano	Informações adicionais	Bônus ANP Parcela Petrobras
Tartaruga Verde Módulo III Espadarte	Bacia de Campos	50%	Petronas – 50%	Petrobras	2019	Concessão – Alienação de 50% para a Petronas	N/A
Búzios	Pré Sal Bacia de Santos	90%	CNODC – 5% CNOOC – 5%	Petrobras	2019	Partilha – Leilão ANP dos volumes excedentes ao Contrato de Cessão Onerosa	14,912
C-M-477	Bacia de Campos	70%	BP – 30%	Petrobras	2019	Concessão - 16ª Rodada de Licitações da ANP	348
Aram	Pré Sal Bacia de Santos	80%	CNODC – 20%	Petrobras	2019	Partilha - 6ª Rodada de Licitações da ANP	982
Roncador	Bacia de Campos	75%	Equinor – 25%	Petrobras	2018	Concessão – Alienação de 25% para a Equinor	N/A
Uirapuru	Pré Sal Bacia de Santos	30%	ExxonMobil – 28% Equinor – 28% Petrogal – 14%	Petrobras	2018	Partilha - 4ª Rodada de Licitações da ANP	201
Dois Irmãos	Pré Sal Bacia de Campos	45%	BP – 30% Equinor – 25%	Petrobras	2018	Partilha - 4ª Rodada de Licitações da ANP	46
Três Marias	Pré Sal Bacia de Santos	30%	Shell – 40% Chevron – 30%	Petrobras	2018	Partilha - 4ª Rodada de Licitações da ANP	8
C-M-657	Bacia de Campos	30%	Exxon – 40% Equinor – 30%	Petrobras	2018	Concessão - 15ª Rodada de Licitações da ANP	162
C-M-709	Bacia de Campos	40%	Exxon – 40% Equinor – 20%	Petrobras	2018	Concessão - 15ª Rodada de Licitações da ANP	152
C-M-789	Bacia de Campos	30%	Exxon – 40% Qatar – 30%	Exxon	2018	Concessão - 15ª Rodada de Licitações da ANP	215
C-M-753	Bacia de Campos	30%	Exxon – 40% Qatar – 30%	Exxon	2018	Concessão - 15ª Rodada de Licitações da ANP	25
POT-M-859 POT-M-952	Bacia Potiguar	60%	Shell – 40%	Petrobras	2018	Concessão - 15ª Rodada de Licitações da ANP	5
Lapa (BM-S-9A)	Pré Sal Bacia de Santos	10%	Total – 35% Shell – 30% Repsol Sinopec – 25%	Total	2018	Concessão - Alienação de 35% para a Total	N/A
Iara (BM-S-11A)	Pré Sal Bacia de Santos	42,50%	Shell – 25% Total – 22,50% Petrogal – 10%	Petrobras	2018	Concessão - Alienação de 22,50% para a Total	N/A

A atuação da Petrobras em parcerias traz benefícios por meio do compartilhamento de riscos, do aumento da capacidade de investimentos, do intercâmbio técnico e/ou tecnológico, que visam, ao final, o crescimento na produção de petróleo e gás. A seguir a produção referente à participação da Petrobras nos consórcios em que é operadora:

Campo	Localização	% Petrobras	% Parceiros	Operador	Produção parcela Petrobras em 2019 (boed)	Regime
Lula	Pré Sal Bacia de Santos	67,50%	Shell – 23,2% Petrogal – 9,3%	Petrobras	768.225	Concessão
Roncador	Bacia de Campos	75%	Equinor – 25%	Petrobras	144.870	Concessão
Sapinhoá	Pré Sal Bacia de Santos	45%	Shell – 30% Repsol Sinopec – 25%	Petrobras	134.666	Concessão
Albacora Leste	Bacia de Campos	90%	Repsol Sinopec - 10%	Petrobras	20.010	Concessão
Mero	Pré Sal Bacia de Santos	40%	Total – 20% Shell – 20% CNODC – 10% CNOOC – 10%	Petrobras	17.326	Partilha
Papa-Terra	Bacia de Campos	62,50%	Chevron - 37,5%	Petrobras	10.911	Concessão
Manati	Bacia de Camamu	35%	Enauta Energia S.A. – 45% Brasoil – 10% Geopark – 10%	Petrobras	7.903	Concessão
Berbigão	Pré Sal Bacia de Santos	42,50%	Shell – 25% Total – 22,5% Petrogal – 10%	Petrobras	765	Concessão

28.1. Prática contábil para parcerias em atividades de exploração e produção

As parcerias operacionais de E&P na Petrobras enquadram-se como operações em conjunto (joint operations) e, como tal, a companhia reconhece com relação aos seus interesses: i) seus ativos, incluindo sua parcela sobre quaisquer ativos detidos em conjunto ii) seus passivos, incluindo sua parcela sobre quaisquer passivos assumidos em conjunto; iii) sua receita de venda correspondente à proporção de sua participação sobre a produção advinda da operação em conjunto; iv) sua parcela sobre a receita de venda realizada diretamente pela operação em conjunto; e v) suas despesas, incluindo sua parcela sobre quaisquer despesas incorridas em conjunto.

Os ativos, passivos, receitas e despesas relacionados à participação em uma operação conjunta são contabilizados de acordo com as políticas contábeis específicas aplicáveis aos ativos, passivos, receitas e despesas.

28.2. Acordos de Individualização da Produção

Em 31 de dezembro de 2019 a Petrobras possui uma provisão de US$ 113 para fazer frente a ressarcimentos relativos a Acordos de Individualização da Produção (AIPs) celebrados no Brasil com empresas parceiras (Shell, Petrogal, Repsol e Total) em consórcios de E&P, que já foram submetidos à aprovação da ANP. Esses acordos resultarão em pagamentos de equalizações de gastos e volumes de produção referentes aos campos de Berbigão, Sururu, Atapu e Albacora Leste.

Durante o ano de 2019 a Petrobras efetuou pagamentos da ordem de US$ 92 em cumprimento a Acordos de Equalização de Gastos e Volumes (AEGV) firmados com a Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo (PPSA) e empresas parceiras nos consórcios de E&P operados pela Petrobras.

A movimentação do valor a pagar está apresentada a seguir:

	31.12.2019	31.12.2018
Saldo inicial	159	49
Adições/baixas no Imobilizado	50	(62)
Atualização monetária	4	2
Pagamentos realizados	(92)	(100)
Outras (despesas) receitas operacionais	(2)	279
Ajuste acumulado de conversão	(6)	(9)
Saldo final	113	159

28.3. Prática contábil para individualização da produção

O procedimento de individualização da produção é instaurado quando se identifica que uma determinada jazida se estende além de um bloco concedido ou contratado. Nesse sentido, os parceiros operadores e não-operadores em propriedades de óleo e gás agrupam seus direitos em uma determinada área para formar uma única unidade e, em contrapartida, um novo percentual de participação indivisa naquela unidade (do mesmo tipo que anteriormente detida) é determinado.

Eventos ocorridos anteriormente à individualização de produção podem levar à necessidade de ressarcimento entre as partes. No momento da celebração do Acordo de Individualização da Produção (AIP), caso a Petrobras deva ser ressarcida em caixa, não será reconhecido um ativo nas situações onde não há direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro e não é praticamente certo que ocorrerá uma entrada de benefícios econômicos. Nos casos em que a companhia deva efetuar um ressarcimento em caixa, deve ser reconhecida uma provisão, sempre que houver uma obrigação presente como resultado de evento passado, seja provável que será necessária uma saída de recursos que incorporam benefícios econômicos para liquidar a obrigação e possa ser feita uma estimativa confiável do valor da obrigação.

29. Investimentos

29.1. Informações sobre Investimentos diretos

	Principal segmento de atuação	% de Participação direta da Petrobras	% no Capital votante	Patrimônio líquido (passivo a descoberto)	Lucro líquido (prejuízo) do exercício	País
Subsidiárias e controladas						
Petrobras International Braspetro - PIB BV	Diversos	100,00	100,00	41.248	2.453	Holanda
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	RTC	100,00	100,00	884	155	Brasil
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG	E&P	100,00	100,00	907	232	Brasil
Petrobras Gás S.A. - Gaspetro	Gás e Energia	51,00	51,00	538	89	Brasil
Petrobras Biocombustível S.A.	Corporativo e outros negócios	100,00	100,00	314	62	Brasil
Liquigás Distribuidora S.A.	RTC	100,00	100,00	243	31	Brasil
Araucária Nitrogenados S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	(69)	(138)	Brasil
Termomacaé Ltda.	Gás e Energia	100,00	100,00	104	40	Brasil
Braspetro Oil Services Company - Brasoil	Corporativo e outros negócios	100,00	100,00	107	1	Ilhas Cayman
Breitener Energética S.A.	Gás e Energia	93,66	93,66	177	(17)	Brasil
Termobahia S.A.	Gás e Energia	98,85	98,85	155	20	Brasil
Baixada Santista Energia S.A.	Gás e Energia	100,00	100,00	76	3	Brasil
Petrobras Comercializadora de Energia Ltda. - PBEN	Gás e Energia	100,00	100,00	26	5	Brasil
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	E&P	99,20	99,20	22	12	Brasil
Petrobras Negócios Eletrônicos S.A. - E-Petro	Corporativo e outros negócios	100,00	100,00	11	2	Brasil
Termomacaé Comercializadora de Energia Ltda	Gás e Energia	100,00	100,00	3	–	Brasil
5283 Participações Ltda.	Corporativo e outros negócios	100,00	100,00	–	–	Brasil
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia - Brasil S.A. - TBG	Gás e Energia	51,00	51,00	142	53	Brasil
Operações em conjunto						
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC	RTC	50,00	50,00	59	12	Brasil
Ibiritermo S.A.	Gás e Energia	50,00	50,00	32	8	Brasil
Empreendimentos controlados em conjunto						
Logum Logística S.A.	RTC	30,00	30,00	259	(19)	Brasil
Cia Energética Manauara S.A.	Gás e Energia	40,00	40,00	49	7	Brasil
Petrocoque S.A. Indústria e Comércio	RTC	50,00	50,00	48	18	Brasil
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	RTC	33,20	33,20	19	8	Brasil
Brasympe Energia S.A.	Gás e Energia	20,00	20,00	19	3	Brasil
Brentech Energia S.A.	Gás e Energia	30,00	30,00	23	1	Brasil
Metanol do Nordeste S.A. - Metanor	RTC	34,54	34,54	12	5	Brasil
Eólica Mangue Seco 1 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00	49,00	5	–	Brasil
Eólica Mangue Seco 2 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	51,00	51,00	9	–	Brasil
Eólica Mangue Seco 3 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00	49,00	10	–	Brasil
Eólica Mangue Seco 4 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00	49,00	11	1	Brasil
Companhia de Coque Calcinado de Petróleo S.A. - Coquepar	RTC	45,00	45,00	–	–	Brasil
Participações em Complexos Bioenergéticos S.A. - PCBIOS	Corporativo e outros negócios	50,00	50,00	–	–	Brasil
Coligadas						
Sete Brasil Participações S.A. (i)	E&P	5,00	5,00	(6.662)	(29)	Brasil
Fundo de Investimento em Participações de Sondas - FIP Sondas	E&P	4,59	4,59	–	–	Brasil
Braskem S.A. (ii)	RTC	36,20	47,03	1.840	70	Brasil
UEG Araucária Ltda.	Gás e Energia	18,80	18,80	83	(22)	Brasil
Petrobras Distribuidora S.A. - BR (ii)	Corporativo e outros negócios	37,50	37,50	2.382	313	Brasil
Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG	Gás e Energia	10,00	10,00	2.438	535	Brasil
Deten Química S.A.	RTC	27,88	27,88	124	19	Brasil
Energética SUAPE II	Gás e Energia	20,00	20,00	99	37	Brasil
Termoelétrica Potiguar S.A. - TEP	Gás e Energia	20,00	20,00	55	8	Brasil
Nitroclor Ltda.	RTC	38,80	38,80	–	–	Brasil
Bioenergética Britarumã S.A.	Gás e Energia	30,00	30,00	–	–	Brasil
Nova Transportadora do Sudeste - NTS	Gás e Energia	10,00	10,00	655	562	Brasil
GNL Gemini LTDA	Gás e Energia	40,00	40,00	33	1	Brasil

(i) Empresas sediadas no exterior com demonstrações financeiras elaboradas em moeda estrangeira.

(ii) Atuação internacional nos segmentos de E&P, RTC, Gás&Energia e Distribuição.

(iii) As obrigações da companhia estão limitadas aos investimentos realizados na Sete Brasil Participações S.A., portanto, embora o patrimônio líquido da empresa esteja negativo, não há provisão para perda constituída.

(iv) Informações relativas a 30.09.2019, últimas disponibilizadas ao mercado.

Em 2019, tivemos as seguintes movimentações societárias:

i) As empresas Petrobras Distribuidora S.A. (BR) e Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) passaram a ser coligadas;

ii) A Petrobras logística de gás (Logigás) foi incorporada pela Petrobras e a PNBV passou a ser investida direta da PIBBV.

iii) A Petrobras passou a ter participação direta nas investidas da Logigás (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia - Brasil S.A., GNL Gemini LTDA e Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A)

As principais investidas da PIB BV são as subsidiárias integrais Petrobras Global Trading B.V. - PGT (na Holanda), Petrobras Global Finance B.V. - PGF (Holanda); Petrobras America Inc. - PAI (Estados Unidos) e PNBV (Holanda). A PGT dedica-se ao comércio de petróleo, derivados, biocombustíveis e GNL (gás natural liquefeito), bem como ao financiamento de suas atividades à luz do Grupo Petrobras. A PGF é a subsidiária financeira do Grupo Petrobras, captando recursos através de títulos emitidos no mercado internacional de capitais. O PAI é dedicado à E&P (MP do Golfo do México, LLC). A PNBV opera através de operações conjuntas na Tupi BV (65%), Guará BV (45%), Agri Development BV (90%), Libra (40%), Papa Terra BV (62,5%), Papa Terra BV (62,5%), Roncador BV (75%), Iara BV (42,5%) e Lapa BV (10%). Eles são dedicados à construção e locação de equipamentos e plataformas para consórcios brasileiros de E&P e estão incorporados sob a lei da Holanda. Os interesses da PNBV nessas entidades compreendem as ações com direito a voto.

A Gaspetro possui participação em diversas distribuidoras de gás natural no Brasil que realizam, por meio de concessões, serviço público de distribuição de gás natural canalizado.

29.2. Mutação dos investimentos (Consolidado)

	Saldo em 31.12.2018	Aportes de capital	Transferência para ativos mantidos para venda	Reorganização, redução de capital e outros (*)	Resultado de Particip. em invest.	Ajuste acumulado de conversão (CTA)	Outros resultados abrangentes	Dividendos	Saldo em 31.12.2019
Empreendimentos controlados em Conjunto	**1.170**	**31**	**(6)**	**28**	**205**	**(21)**	**–**	**(215)**	**1.192**
MP Gulf of Mexico, LLC	622	-	-	-	83	-	-	(128)	577
Distribuidoras Estaduais de Gás Natural	308	-	-	49	87	(12)	-	(52)	380
Compañia Mega S.A. - MEGA	78	-	-	-	10	1	-	(10)	79
Demais empresas	162	31	(6)	(21)	25	(10)	-	(25)	156
Coligadas	**1.573**	**7**	**(6)**	**2.962**	**(52)**	**(110)**	**69**	**(141)**	**4.302**
Nova Transportadora do Sudeste - NTS	263	-	-	(16)	56	(9)	-	(55)	239
Transportadora Associada de Gás S.A.	-	-	-	306	11	(15)	10	(29)	283
Demais empresas (**)	1.310	7	(6)	2.672	(119)	(86)	59	(57)	3.780
Outros investimentos	**16**	**-**	**-**	**(10)**	**-**	**(1)**	**-**	**-**	**5**
Total dos investimentos	2.759	38	(12)	2.980	153	(132)	69	(356)	5.499

Inclui transferência dos 10% de participação remanescente na TAG e 37,5% de participação remanescente na BR Distribuidora, de Controladas para Coligadas.

(**) Inclui Petrobras Distribuidora e Braskem.

29.3. Investimentos em coligadas com ações negociadas em bolsas

	Lote de mil ações			Cotação em bolsa de valores (US$ por ação)		Valor de mercado	
	31.12.2019	31.12.2018	Tipo	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Coligada							
Petrobras Distribuidora	1.165	1.165	ON	7,46	6,39	8.691	7.447
						8.691	7.447
Coligada							
Braskem S.A.	212.427	212.427	ON	7,82	11,75	1.662	2.495
Braskem S.A.	75.762	75.762	PNA	7,41	12,23	561	926
						2.223	3.421

O valor de mercado para essas ações não reflete, necessariamente, o valor de realização na venda de um lote representativo de ações.

Em 04 de junho de 2019, a Odebrecht S.A., notificou a Petrobras que foram encerradas as tratativas com a LyondellBasell, para uma potencial transação envolvendo a transferência da totalidade da participação detida pela Odebrecht no capital da Braskem.

As principais estimativas utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso da Braskem, estão sendo apresentadas na nota explicativa 25.3.

29.4. Participação de acionistas não controladores

O total da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido da companhia em 31 de dezembro de 2019 é de US$ 892 (US$ 1,631 em 2018), US$ 70 da Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia – TBG (US$ 65 em 2018) e US$ 203 das Entidades Estruturadas (US$ 206 in 2018).

A seguir estão apresentadas suas informações contábeis sumarizadas:

	Gaspetro		Entidades estruturadas		FIDC		TBG		BR Distribuidora
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2018
Ativo circulante	91	79	793	826	16.377	6.622	154	174	3.304
Ativo realizável a longo prazo	61	58	586	781	–	–	–	1	1.609
Investimentos	380	360	–	–	–	–	–	–	9
Imobilizado	1	1	–	–	–	–	430	463	1.496
Outros ativos não circulantes	73	76	–	–	–	–	3	2	123
	606	574	1.379	1.607	16.377	6.622	587	640	6.541
Passivo circulante	40	26	8	75	6	4	105	173	1.177
Passivo não circulante	28	29	1.104	1.326	–	–	340	334	2.864
Patrimônio líquido	538	519	267	206	16.371	6.618	142	133	2.500
	606	574	1.379	1.607	16.377	6.622	587	640	6.541
Receita operacional líquida	136	114	–	–	–	–	426	425	26.753
Lucro líquido do exercício	89	74	41	(142)	910	489	180	160	874
Caixa e equivalentes de caixa gerado (utilizado) no exercício	7	(7)	16	128	786	(181)	3	7	704

A Gaspetro é uma empresa com participação em diversas distribuidoras de gás no Brasil, controlada da Petrobras (51%), que desempenham, mediante concessão, serviços de distribuição de gás natural canalizado.

A TBG é uma empresa que atua no transporte de gás natural, através do gasoduto Bolívia –Brasil e controlada da Logigás S.A., que possui 51 % de participação nesta companhia.

Entidades estruturadas inclui Charter Development LLC - CDC, com o objetivo de construir, adquirir e afretar FPSOs, e Companhia de Desenvolvimento e Modernização de Plantas Industriais - CDMPI, com atividades de coqueamento retardado e hidrotratamento de nafta de coque na Refinaria Henrique Lage – REVAP.

Em 22 de maio de 2019, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a venda adicional de sua participação na BR por meio de uma oferta pública secundária de ações; com a colocação integral das ações do lote suplementar, ocorridas em 23 de julho e 25 de julho de 2019, a participação da Petrobras foi reduzida para 37,50% do capital da BR. Desta forma, a Petrobras deixou de ser a controladora da BR, conforme detalhado na nota explicativa 30.

29.5. Informações contábeis resumidas de empreendimentos controlados em conjunto e coligadas

A companhia investe em empreendimentos controlados em conjunto e coligadas no país e exterior, cujas atividades estão relacionadas a empresas petroquímicas, distribuição, transporte, comércio, beneficiamento e a industrialização de derivados de petróleo e de outros combustíveis, distribuidoras de gás, biocombustíveis, termoelétricas, refinarias e outras. As informações contábeis resumidas são as seguintes:

	2019				2018			
	Empreendimentos controlados em conjunto			Coligadas	Empreendimentos controlados em conjunto			Coligadas
	País	MP Gulf of Mexico, LLC	Outras empresas no exterior	No país	País	MP Gulf of Mexico, LLC	Outras empresas no exterior	No país
Ativo Circulante	1.147	372	165	9.226	1.162	151	158	6.314
Ativo Realizável a Longo Prazo	486	–	5	4.880	520	–	10	1.388
Imobilizado	641	3.131	48	20.210	866	3.643	45	12.932
Outros ativos não circulantes	634	–	–	1.579	633	–	1	863
	2.908	3.503	218	35.895	3.181	3.794	214	21.497
Passivo Circulante	790	237	74	6.751	1.163	86	72	6.159
Passivo não Circulante	808	373	19	28.878	673	599	23	17.566
Patrimônio Líquido	1.270	2.317	79	255	1.354	2.487	79	(2.168)
Participação dos Acionistas não Controladores	40	577	46	11	(9)	622	40	(60)
	2.908	3.504	218	35.895	3.181	3.794	214	21.497
Receita Operacional Líquida	1.610	1.300	–	40.218	3.975	92	136	18.954
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	246	423	17	2.416	92	48	17	1.888
Percentual de Participação - %	20 a 51,5%	20%	34 a 45%	4,59 a 40%	20 a 83%	20%	34 a 50%	5 a 49%

29.6. Prática contábil para investimentos societários

Base de consolidação

As demonstrações financeiras consolidadas abrangem informações da Petrobras, e das suas controladas, operações controladas em conjunto e entidades estruturadas consolidadas.

O controle é obtido quando a Petrobras possui: i) poder sobre a investida; ii) exposição a, ou direitos sobre, retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a investida; e iii) a capacidade de utilizar seu poder sobre a investida para afetar o valor de seus retornos.

As empresas subsidiárias e controladas são consolidadas a partir da data em que o controle é obtido até a data em que esse controle deixa de existir, utilizando práticas contábeis consistentes às adotadas pela companhia.

As entidades estruturadas são aquelas desenhadas de modo que os direitos de voto, ou similares, não sejam o fator dominante para determinar quem controla a entidade. Em 31 de dezembro de 2019, a Petrobras controla e consolida 3 entidades estruturadas: CDC (EUA, E&P); CDMPI (Brasil, Refino, Transporte e Comercialização (RTC)) e, Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Não-padronizados do Grupo Petrobras (Brasil, Corporativo).

Transações e saldos entre entidades do grupo, incluindo lucro não realizado oriundos dessas transações, são eliminados no processo de consolidação.

Investimentos societários

Coligada é a entidade sobre a qual a companhia possui influência significativa, definida como o poder de participar na elaboração das decisões sobre políticas financeiras e operacionais de uma investida, mas sem que haja o controle individual ou conjunto dessas políticas.

Negócio em conjunto é aquele em que duas ou mais partes têm o controle conjunto estabelecido contratualmente, podendo ser classificado como uma operação em conjunto ou um empreendimento controlado em conjunto, dependendo dos direitos e obrigações das partes.

Enquanto em uma operação em conjunto, as partes integrantes têm direitos sobre os ativos e obrigações sobre os passivos relacionados ao negócio, em um empreendimento controlado em conjunto, as partes têm direitos sobre os ativos líquidos do negócio. No segmento de exploração e produção, algumas atividades são conduzidas por operações em conjunto.

Receitas e despesas, ativos e passivos relacionados a empreendimentos conjuntos e coligadas são contabilizados pelo método de equivalência patrimonial. A Companhia reconhece o valor de ativos, passivos e receitas e despesas relacionadas a uma operação conjunta.

Os investimentos em coligadas e empreendimentos controlados em conjunto são reconhecidos pelo MEP considerando-se as práticas contábeis da Petrobras. As distribuições recebidas dessas investidas reduzem o valor contábil do investimento.

Combinação de negócios e *goodwill*

Combinação de negócios é uma operação ou outro evento por meio do qual um adquirente obtém o controle de um ou mais negócios, independentemente da forma jurídica da operação. O método de aquisição é aplicado para as transações em que ocorre a obtenção de controle. Combinações de negócios de entidades sob controle comum são contabilizadas pelo custo. Pelo método da aquisição, os ativos identificáveis adquiridos e os passivos assumidos são mensurados pelo seu valor justo, com limitadas exceções.

O ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*) é mensurado pelo montante cuja soma: (i) da contraprestação transferida em troca do controle da adquirida; (ii) do montante de quaisquer participações de não controladores na adquirida; (iii) e no caso de combinação de negócios realizada em estágios, do valor justo da participação do adquirente na adquirida imediatamente antes da combinação; excede o valor líquido dos ativos identificáveis adquiridos e dos passivos assumidos. Quando tal somatório for inferior ao valor líquido dos ativos identificáveis adquiridos e dos passivos assumidos, um ganho proveniente de compra vantajosa é reconhecido no resultado.

As mudanças de participações em controladas que não resultam em alteração de controle não são consideradas uma combinação de negócios e, portanto, são reconhecidas diretamente no patrimônio líquido, como transações de capital, pela diferença entre o preço pago/recebido, incluindo custos de transação diretamente relacionados, e o valor contábil da participação adquirida/vendida.

30. Vendas de ativos e outras reestruturações societárias

A companhia tem em vigor uma carteira de parcerias e desinvestimentos e avalia oportunidades de alienação de ativos não estratégicos em suas diversas áreas de atuação. As parcerias, por sua vez, proporcionam o compartilhamento e o desenvolvimento de novas tecnologias, o fortalecimento da governança corporativa e o compartilhamento de riscos e investimentos futuros. A carteira de parcerias e desinvestimentos é dinâmica, pois o desenvolvimento das transações também depende de condições que estão fora do controle da companhia. Os projetos de desinvestimentos e de parcerias estratégicas seguem os procedimentos alinhados às orientações do Tribunal de Contas da União (TCU) e à legislação vigente. Em 2019, as parcerias e desinvestimentos resultaram no montante de US$ 10.413 de entrada de caixa.

As principais classes de ativos e passivos classificados como mantidos para venda são apresentadas a seguir:

	Segmento operacional			31.12.2019	31.12.2018
	E&P	RTC	Corporativo e outros negócios	Total	Total
Ativos classificados como mantidos para venda					
Caixa e equivalentes de caixa	1	4	–	5	40
Contas a receber	1	67	–	68	39
Estoques	–	13	–	13	47
Investimentos	351	4	–	355	973
Imobilizado	1.773	273	–	2.046	745
Outros ativos	–	77	–	77	102
Total	2.126	438	–	2.564	1.946
Passivos associados a ativos não circulantes mantidos para a venda					
Fornecedores	–	27	–	27	1
Financiamentos	–	–	142	142	–
Provisão para desmantelamento de área	2.961	–	–	2.961	932
Dividendos / Juros Sobre Capital Próprio propostos	–	–	–	–	–
Plano de pensão e saúde	–	–	–	–	–
Outros passivos	–	116	–	116	50
Total	2.961	143	142	3.246	983

30.1. Operações não concluídas em 31 de dezembro de 2019

Os ativos e passivos correspondentes as operações descritas a seguir, operações não concluídas, apresentam-se classificadas como mantidos para venda em 31 de dezembro de 2019.

a) Venda da Petrobras Oil & Gas B.V.

Em 31 de outubro de 2018, a Petrobras International Braspetro BV ("PIBBV") assinou contrato para alienação integral da sua participação societária de 50% na empresa Petrobras Oil & Gas B.V. ("PO&GBV"), com a empresa Petrovida Holding B.V (PETROVIDA). A PO&GBV é uma joint venture na Holanda, com ativos localizados na Nigéria.

No último trimestre de 2019, a companhia reconheceu impairment de US$ 89 (em 2018, reversão de US$ 45) reconhecida como resultado de participações em investimento.

Em 14 de janeiro de 2020, a transação foi concluída no valor total de US$ 1.454, refletindo a incidência de juros sobre o preço de aquisição e a dedução da parcela que coube à Petrobras do pagamento de taxas para aprovação da transação pelo Governo Nigeriano. Deste total, a Petrobras recebeu US$ 1.030 na forma de dividendos pagos pela PO&GBV desde a data base da transação (1º de janeiro de 2018). Na data do fechamento, recebeu US$ 276, restando US$ 25 a ser recebido até 30 de junho de 2020 e US$ 123 que será recebido tão logo o processo de redeterminação do campo de Abgami seja implementado.

b) Alianca Estrategica entre Petrobras e Total

A Petrobras e a empresa Total possuem uma Aliança Estratégica com base no Acordo Geral de Colaboração assinado em 21 de dezembro de 2018 - cessão de direitos de 10% da Petrobras para a Total do campo de Lapa, no Bloco BM-S-9. A Petrobras exerceu a opção de venda dos 10% restantes de sua participação, conforme previsto no contrato assinado em janeiro de 2018, quando a Total adquiriu 35% da participação da Petrobras, ficando com a operação do campo. O valor de venda é de US$ 50, sujeito a ajuste de preço. A operação está sujeita ao cumprimento de condições precedentes.

Em relação ao Acordo Geral de Colaboração referente a venda de 50% de participação detida pela Petrobras na Termobahia para a Total, incluindo as térmicas Termocamaçari (antiga Rômulo Almeida) e Termobahia (antiga Celso Furtado), não há expectativa que a negociação seja concluída nos próximos 12 meses, e por isso os ativos deixaram de ser classificados como mantidos para venda.

c) Venda do campo de Bauna

Em 24 de julho de 2019, a Petrobras assinou contrato para venda de 100% de sua participação no campo de Baúna (área de concessão BM-S-40), localizado em águas rasas na Bacia de Santos, para Karoon Petróleo & Gás Ltda, subsidiária da Karoon Energy Ltd. O valor da transação é de US$ 665, a ser pago em duas parcelas: (i) US$ 50 na assinatura do contrato; e (ii) US$ 615 na data de fechamento da operação, sem considerar os ajustes devidos.

A conclusão da transação está sujeita ao cumprimento das condições precedentes, tais como a aprovação pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

d) Venda dos Polos Pampo e Enchova

Em 24 de julho de 2019, a Petrobras assinou contrato para venda total de sua participação (100%) em ativos de exploração e produção em águas rasas na Bacia de Campos, no litoral do Rio de Janeiro, referentes aos Polos Pampo e Enchova, que englobam os campos de Enchova, Enchova Oeste, Marimbá, Piraúna, Bicudo, Bonito, Pampo, Trilha, Linguado e Badejo, para a Trident Energy do Brasil LTDA, uma subsidiária da Trident Energy L.P.

O valor da transação é de US$ 851, em duas parcelas: (i) US$ 53 pagos na data da assinatura do contrato; e (ii) US$ 798 a ser pago na data de fechamento da operação, sem considerar os ajustes devidos.

O fechamento destas operações está sujeito ao cumprimento de condições precedentes, dentre elas a aprovação pela da ANP e que o comprador tenha obtido a Licença de Operação junto ao IBAMA.

e) Venda de campos na Bacia Potiguar

Em 9 de agosto de 2019, a Petrobras assinou contrato para venda da totalidade de sua participação em um conjunto de campos de produção, terrestres e marítimos, denominado Polo Macau, na Bacia Potiguar, localizados no Estado do Rio Grande do Norte, com a SPE 3R Petroleum S.A., subsidiária integral da 3R Petroleum e Participações S.A.

O Polo Macau engloba os campos de Aratum, Macau, Serra, Salina Cristal, Lagoa Aroeira, Porto Carão e Sanhaçu. A Petrobras detém 100% de participação em todas as concessões, com exceção da concessão de Sanhaçu, na qual é operadora com 50% de participação, enquanto os 50% restantes são da Petrogal.

O valor da venda é de US$ 191, pago em duas parcelas: (i) US$ 48 com a assinatura do contrato; e (ii) US$ 143 no fechamento da transação, sem considerar os ajustes devidos.

O fechamento da transação está sujeito ao cumprimento de condições precedentes, tais como a aprovação pela ANP.

f) Venda da Liquigas Distribuidora S.A.

Em 19 de novembro de 2019, a Petrobras assinou com a Copagaz e a Nacional Gás Butano contrato para a venda da totalidade da sua participação na Liquigás. O valor da venda é de US$ 918 (R$ 3,7 bilhões), a ser ajustado conforme regras contratuais e pago no fechamento da transação. Como parte da estruturação da operação, será realizado investimento acionário minoritário e relevante por parte da Itaúsa na Copagaz.

O fechamento da transação está sujeito ao cumprimento de condições precedentes, dentre elas a aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE).

g) Venda do Campo de Frade

Em 28 de novembro de 2019, a Petrobras assinou contrato para venda de 30% da concessão de Frade (localizada na Bacia de Campos, litoral norte do estado do Rio de Janeiro). Atualmente, a PetroRio por meio de suas subsidiárias, detém os 70% restantes da concessão de Frade.

A transação também incluiu a venda da totalidade da participação detida pela Petrobras Frade Inversiones S.A. (PFISA), subsidiária da Petrobras, na empresa Frade BV, que detém a propriedade dos ativos offshore, utilizados no desenvolvimento da produção do campo de Frade.

O valor da venda totaliza US$ 100, sendo: (i) US$ 7,5 pagos na assinatura do contrato; e (ii) US$ 92,5 a serem pagos no fechamento da transação, sujeito aos ajustes devidos. Além disso, há o montante de US$ 20 contingente à uma potencial nova descoberta no campo.

A conclusão da transação está sujeita ao cumprimento das condições precedentes, tais como a aprovação pelo CADE e pela ANP.

h) Parcela contingente da venda de participacao no Bloco Exploratorio BM-S-8

Em 28 de julho de 2016, a Petrobras realizou a venda do total de sua participação (equivalente a 66%) no bloco BM-S-8 onde está localizado o campo de Bacalhau (antiga área de Carcará), no pré-sal da Bacia de Santos, para a Equinor, pelo valor de US$ 2.500.

A primeira parcela, de US$ 1.250, correspondente a 50% do valor da transação, foi recebida em 22 de novembro de 2016. A segunda parcela, no valor de US$ 300, foi recebida em 21 de março de 2018.

A terceira parcela, no valor de US$ 950, permanece contingente, na dependência da aprovação do Acordo de Individualização da Produção (AIP) pela ANP ou 12 (doze) meses após a submissão do AIP a ANP, o que ocorrer primeiro.

30.2. Operações concluídas em 31 de dezembro de 2019

a) Empresas de distribuição no Paraguai

Em 26 de junho de 2018, a Petrobras assinou os contratos para a compra e venda (*Sale and Purchase Agreement* – SPA) referente à alienação integral da participação societária da Petrobras, por meio da sua subsidiária integral Petrobras International Braspetro B.V. (PIB BV), nas empresas Petrobras Paraguay Distribución Limited (PPDL UK), Petrobras Paraguay Operaciones y Logística SRL (PPOL) e Petrobras Paraguay Gas SRL (PPG) para o Grupo Copetrol.

Em 8 de março de 2019, a operação de venda foi concluída, após o cumprimento de todas as condições precedentes, e com o pagamento de US$ 332, incluindo US$ 45 de caixa das empresas e US$ 7 relativos a ajuste de capital de giro. Este valor é adicional aos US$ 49 depositados na data da assinatura (27 de junho de 2018) em uma conta garantia (*escrow account*). O ganho apurado na operação foi de US$ 141, reconhecido em outras receitas operacionais. Adicionalmente, em decorrência desta operação, a perda de US$ 34, oriunda da depreciação cambial do guarani frente ao dólar, acumulada desde a aquisição do investimento e anteriormente reconhecida no patrimônio líquido como ajuste acumulado de conversão foi reclassificada para resultado, como outras despesas operacionais.

b) Cessao de participacao em tres campos na Bacia de Campos

Em 28 de novembro de 2018, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a cessão total de sua participação de 100% nos campos de Pargo, Carapeba e Vermelho, o chamado Polo Nordeste, localizados em águas rasas na costa do estado do Rio de Janeiro para a empresa Perenco. O valor da transação é de US$ 370, sendo 20% (US$ 74) pagos na assinatura do contrato de compra e venda e o restante no fechamento da transação, considerando os ajustes devidos.

Em 8 de outubro de 2019, após o cumprimento de todas as condições precedentes, a operação de venda foi concluída com o pagamento de US$ 324, totalizando US$ 398. O ganho apurado na operação foi de US$ 787, principalmente pela reversão da provisão para desmantelamento da área, reconhecido em outras receitas operacionais.

c) Cessao de participacao em campos terrestres

Em 27 de novembro de 2018, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a cessão de sua participação total em 34 campos de produção terrestres, localizados na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte para a empresa 3R Petroleum. O valor da transação envolvido era de US$ 453, mas a operação não foi concluída pelas partes.

Desta forma, a companhia solicitou a revalidação aos demais ofertantes e a PetroReconcavo, empresa classificada em segundo lugar no processo de venda, comunicou que a sua proposta permanecia válida. O valor total da transação da oferta foi de US$ 384. Deste valor, US$ 61 estão condicionados à aprovação da prorrogação das concessões pela ANP e seu valor presente é US$ 47. Os contratos foram assinados no dia 25 de abril de 2019 e a PetroReconcavo realizou o adiantamento no valor de US$ 29 nesta data.

Em 9 de dezembro de 2019, a operação foi concluída com o pagamento de US$ 266 para a Petrobras. Adicionalmente, a Petrobras assumiu a obrigação de reembolsar o valor de abandono à PetroReconcavo, no valor de US$ 5.

O ganho apurado na operação foi de US$ 221, reconhecido em outras receitas operacionais.

d) Cessao de 50% de participacao nos Campos de Tartaruga Verde e Espadarte Modulo III

Em 25 de abril de 2019, a Petrobras assinou um contrato de compra e venda para cessão de 50% dos direitos de exploração e produção do campo de Tartaruga Verde (concessão BM-C-36) e do Módulo III do campo de Espadarte para a PETRONAS Petroleo Brasil Ltda, subsidiária da Petroliam Nasional Berhad. O valor da transação é de US$ 1.294, com pagamento na data de assinatura do contrato de US$ 259.

Em 27 de dezembro de 2019, a operação foi concluída com o pagamento de US$ 692 para a Petrobras, após o cumprimento de todas as condições precedentes e ajustes previstos no contrato. A parcela de US$$ 343 foi ajustada com base no lucro auferido pela Petrobras no período de 1º de janeiro a 27 de dezembro de 2019, considerando o direito econômico da Petronas, com 50% de participação, em função da data base da transação ser 1º de janeiro de 2019. A perda apurada na operação foi de US$ 74, reconhecido em outras despesas operacionais.

e) Venda da Refinaria de Pasadena

Em 30 de janeiro de 2019, a Petrobras America Inc. (PAI) assinou com a empresa Chevron U.S.A. Inc., contrato de compra e venda (Share Purchase Agreement – SPA) referente à alienação integral das ações detidas pela PAI nas empresas Pasadena Refining System Inc. (PRSI) e PRSI Trading LLC (PRST), empresas que compõem o sistema de refino de Pasadena, nos Estados Unidos.

Em 1° de maio de 2019, a operação de venda foi concluída, após o cumprimento de todas as condições precedentes e com o pagamento de US$ 467, sendo US$ 350 pelo valor das ações e US$ 117 de capital de giro, sujeito a ajuste de preços.

Com a conclusão da operação foi apurada uma perda de US$ 49, reconhecida em outras despesas operacionais.

f) Venda de Participacao na Transportadora Associada de Gas

Em 25 de abril de 2019, a companhia assinou o contrato de compra e venda para alienação de 90% da participação na Transportadora Associada de Gás (TAG) para o grupo formado pela ENGIE e pelo fundo canadense Caisse de Dépôt et Placement du Québec, que utilizaram uma companhia brasileira de capital fechado, denominada Aliança Transportadora de Gás Participações S.A. (Aliança) para adquirir o controle da TAG.

Em 13 de junho de 2019, após o cumprimento das condições precedentes previstas no contrato de compra e venda, a operação foi concluída pelo valor de US$ 8,5 bilhões, conforme detalhamento a seguir:

· US$ 7,5 bilhões, correspondentes à aquisição de 90% das ações da TAG;

· US$ 0,5 bilhão pela venda de ações adicionais, para que a Petrobras continuasse com 10% de participação após reestruturação societária promovida pelos novos controladores na TAG; e

· US$ 0,5 bilhão pago pela Aliança à TAG por meio de contrato de mútuo destinados à liquidação do saldo de dívida junto ao BNDES.

Em 2 de setembro de 2019, a TAG incorporou a Aliança e a Petrobras transferiu 64.016 ações ordinárias de emissão da TAG para os novos controladores em contrapartida ao US$ 0,5 bilhão recebido em junho de 2019.

O ganho apurado na operação foi de US$ 5.458, incluindo o ganho de remensuração da parcela remanescente de US$ 546, reconhecido em outras receitas operacionais.

No âmbito da operação, a Petrobras ficou responsável por determinadas contingências da TAG, classificadas como de perda possível, no montante de US$ 645 em 31 de dezembro de 2019.

A Petrobras continuará a utilizar os serviços de transporte de gás natural prestados pela TAG, por meio dos contratos já vigentes entre as duas companhias, sem qualquer impacto em suas operações.

g) Oferta publica de acoes da Petrobras Distribuidora (BR)

Em 22 de maio de 2019, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a venda adicional de sua participação na BR por meio de uma oferta pública secundária de ações (follow-on).

Em 23 de julho de 2019, a Petrobras realizou a precificação da oferta pública secundária de ações. Nesta data, o Conselho de Administração aprovou a venda de 349.500.000 ações, referentes aos lotes base e adicional, ao preço por ação de US$ 6,5123 (R$24,50).

Em 25 de julho de 2019, o lote suplementar foi integralmente exercido e a quantidade de ações ofertadas foi acrescida de 43.687.500 ações, nas mesmas condições e ao mesmo preço por ação das ações inicialmente ofertadas. Com a colocação integral das ações do lote suplementar, o montante da oferta totalizou US$ 2.561 e a participação da Petrobras foi reduzida para 37,50% do capital social da BR. Com a conclusão da operação, a Petrobras deixa de ser a controladora da BR.

A companhia apurou um ganho líquido de impostos de US$ 2.221 (US$ 3.349 antes dos impostos) como resultado desta operação, incluindo o ganho na remensuração da parcela remanescente de US$ 1.780, reconhecido em resultado líquido de operações descontinuadas.

Além de ser classificado como mantido para venda em junho de 2019, o investimento foi considerado como uma "operação descontinuada", por ser um componente da companhia que representa uma importante linha separada de negócios.

Os efeitos nos resultados dos períodos e fluxos de caixa relativos à operação descontinuada estão apresentados a seguir:

	Jan-Jul/2019	2018	2017
Receita de vendas	5.735	10.946	10.943
Custo dos produtos e serviços vendidos	(4.886)	(9.334)	(8.949)
Lucro bruto	849	1.612	1.994
Despesas			
Vendas	(439)	(804)	(924)
Gerais e administrativas	(116)	(216)	(261)
Tributárias	(14)	(82)	(54)
Outras receitas (despesas) operacionais líquidas	(15)	133	(89)
	(584)	(969)	(1.328)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	265	643	666
Resultado financeiro líquido	138	628	(175)
Resultado de participações em investidas	–	–	(1)
Lucro antes dos impostos	403	1.271	490
Imposto de renda e contribuição social	(150)	(428)	(131)
Lucro do período da operação descontinuada - BR	253	843	359
Ganho na operação de venda de participação	3.515	–	–
Imposto de renda sobre ganho na operação de venda	(1.208)	–	–
Lucrodo período da operação descontinuada	2.560	843	359
Atribuível aos:			
Acionistas da Petrobras	2.560	843	359
Lucrodo período da operação descontinuada	2.560	843	359

	Jan-Jul/2019	2018	2017
Fluxos de caixa das atividades operacionais			
Lucro do período	2.560	843	359
Ajustes para:			
Despesa atuarial com plano de pensão e saúde	73	121	158
Depreciação, depleção e amortização	76	115	142
Variações cambiais, monetárias e encargos financeiros não realizados e outras	(132)	(644)	188
Imposto de renda e contribuição social diferidos, líquidos	136	395	68
Outros	105	7	–
Provisão para acordo da ação coletiva consolidada (Class Action)			
Redução/(aumento) de ativos			
Contas a receber	451	467	(50)
Outros ativos	(159)	103	(265)
Aumento/(Redução) de passivos			
Fornecedores	(171)	(168)	9
Planos de pensão e de saúde	(138)	(3)	(43)
Outros passivos	(45)	(325)	(139)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(102)	(5)	(30)
Resultado das operações descontinuadas	(2.331)	–	–
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais	323	906	397
Atividades de investimentos			
Aquisições de Imobilizados e Intangíveis	(81)	(116)	(93)
Recebimentos Pela Venda De Ativos (Desinvestimentos)	1.829	–	–
Investimentos em títulos e valores mobiliários	61	72	817
Outros	3	–	3
Recursos líquidos utilizados nas atividades de investimentos	1.812	(44)	727
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos			
Captações	–	244	1.944
Amortizações de principal - financiamentos	(30)	(49)	(2.478)
Amortizações de juros - financiamentos	(60)	(88)	(481)
Dividendos pagos a acionistas Petrobras	(387)	(263)	(210)
Outros	(31)	–	48
Recursos líquidos utilizados nas atividades de financiamentos	(508)	(156)	(1.177)
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	(136)	(66)	1
Variação líquida de caixa e equivalentes de caixa no exercício	1.491	640	(52)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	789	149	201
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	2.280	789	149

30.3. Fluxos de caixa advindos de venda de participação com perda de controle

As vendas de participação na TAG, BR e PPDL UK (subsidiária da PIB BV) resultaram em perda de controle. A tabela a seguir apresenta os fluxos de caixa advindos dessas transações:

	Valor recebido	Caixa e equivalentes de caixa de controladas com perda de controle	Fluxo de caixa líquido
2019			
Petrobras Paraguay	381	(45)	336
TAG	8.206	(174)	8.033
BR (*)	2.509	(591)	1.917
Total	11.096	(810)	10.286
2018			
PetroquímicaSuape e Citepe	435	(14)	421
Total	435	(14)	421

(*) Operações descontinuadas.

30.4. Prática contábil para ativos e passivos mantidos para venda

São classificados como mantidos para venda quando seu valor contábil for recuperável, principalmente, por meio davenda.

Para a companhia, a condição para a classificação como mantido para venda somente é alcançada quando a alienação é aprovada pela Administração, o ativo estiver disponível para venda imediata em suas condições atuais e existir a expectativa de que a venda ocorra em até 12 meses após a classificação como disponível para venda. Contudo, nos casos em que comprovadamente o não cumprimento do prazo de até 12 meses for causado por acontecimentos ou circunstâncias fora do controle da companhia e se ainda houver evidências suficientes da alienação, a classificação pode ser mantida.

Ativos mantidos para venda e passivos associados são mensurados pelo menor valor entre o contábil e o valor justo líquido das despesas de venda e são apresentados de forma segregada no balanço patrimonial.

Quando uma transação refletir a venda de um componente da companhia que represente uma importante linha separada de negócios, a mesma é considerada uma operação descontinuada, sendo seus resultados e fluxos de caixa apresentados de forma segregada a partir da classificação dos respectivos ativos e passivos como mantidos para venda.

31. Informações por Segmento - Ativo

	E&P	Abastecimento	Gás & Energia	Corporativo	Eliminação	Total
Ativo Consolidado por área de negócio - 31.12.2019						
Circulante	5.734	12.273	1.932	12.700	(4.827)	27.812
Não circulante	148.546	31.248	10.781	11.390	(37)	201.928
Realizável a longo prazo	6.456	3.299	1.369	6.567	–	17.691
Investimentos	592	1.109	1.067	2.731	–	5.499
Imobilizado	122.496	26.710	8.181	1.915	(37)	159.265
Em operação	106.331	23.630	5.605	1.784	(37)	137.313
Em construção	16.165	3.080	2.576	131	–	21.952
Intangível	19.002	130	164	177	–	19.473
Ativo Total	154.280	43.521	12.713	24.090	(4.864)	229.740
Ativo Consolidado por área de negócio - 31.12.2018						
Circulante	5.324	11.964	2.027	21.404	(3.657)	37.062
Não circulante	126.989	32.119	13.582	12.120	196	185.006
Realizável a longo prazo	8.115	3.286	1.525	8.898	235	22.059
Investimentos	650	1.303	757	49	–	2.759
Imobilizado	116.153	27.356	11.057	2.856	(39)	157.383
Em operação	93.172	24.347	8.517	2.460	(39)	128.457
Em construção	22.981	3.009	2.540	396	–	28.926
Intangível	2.071	174	243	317	–	2.805
Ativo Total	132.313	44.083	15.609	33.524	(3.461)	222.068

As práticas contábeis para as informações por segmento estão descritas na nota explicativa 12 - Informações por Segmento - Resultado.

32. Financiamentos

32.1. Saldo por tipo de financiamento

	31.12.2019	31.12.2018
No Pais		
Mercado Bancário	5.322	9.576
Mercado de Capitais	3.468	3.320
Bancos de fomento	1.927	3.346
Outros	13	9
Total	10.730	16.251
No Exterior		
Mercado Bancário	16.555	24.124
Mercado de Capitais	32.476	39.627
Bancos de fomento	40	41
Agência de Crédito à Exportação	3.233	3.881
Outros	226	251
Total	52.530	67.924
Total de financiamentos	63.260	84.175
Circulante	4.469	3.667
Não circulante	58.791	80.508

32.2. Movimentação e reconciliação com os fluxos de caixa das atividades de financiamento

	Saldo final em 31.12.2017	Adoção do IFRS 9	Captações	Amortizações de Principal (*)	Amortizações de Juros (*)	Encargos incorridos no exercício (**)	Variações monetárias e cambiais	Ajuste acumulado de conversão	(Ganhos)/ perdas por modificação no fluxo	Saldo final em 31.12.2018
País	21.930	65	2.442	(5.451)	(1.220)	1.338	27	(2.880)	-	16.251
Exterior	87.116	177	8.644	(27.988)	(4.465)	4.400	1.409	(1.357)	(12)	67.924
	109.046	242	11.086	(33.439)	(5.685)	5.738	1.436	(4.237)	(12)	84.175

	Saldo final em 31.12.2018	Captações	Amortizações de Principal (*)	Amortizações de Juros (*)	Encargos incorridos no período (**)	Variações monetárias e cambiais	Ajuste acumulado de conversão	Transferência para Passivos associados a Ativos Mantidos para Venda	(Ganhos)/ perdas por modificação no fluxo	Saldo final em 31.12.2019
País	16.251	2.181	(5.663)	(745)	829	111	(352)	(1.882)	–	10.730
Exterior	67.924	5.362	(20.788)	(3.853)	3.878	538	(560)	-	29	52.530
	84.175	7.543	(26.451)	(4.598)	4.707	649	(912)	(1.882)	29	63.260
Imobilizado a prazo		(76)	-	-						
Reestruturação de dívida		-	(861)	-						
Depósitos vinculados		-	-	47						
Operações descontinuad		(3)	39	50						
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		7.464	(27.273)	(4.501)						

(*) Inclui pré-pagamentos.

(**) Inclui apropriações de ágios, deságios e custos de transações associados.

Em 2019, a companhia captou US$ 7.464, destacando-se: (i) oferta de títulos no mercado de capitais internacional (*Global Notes*) no valor de US$ 2.980, sendo US$ 737 com a reabertura do título com vencimento em 2029 e US$ 2.243 com a emissão de novo título com vencimento em 2049; (ii) oferta pública de debêntures no valor de US$ 1.685.

A companhia liquidou diversos empréstimos e financiamentos, no valor de US$ 31.774, destacando-se: (i) a recompra e/ou resgate de US$ 9.994 de títulos no mercado de capitais internacional, com o pagamento de prêmio líquido aos detentores dos títulos que entregaram seus papéis na operação no valor de US$ 855; (ii) o pré-pagamento de US$ 13.446 de empréstimos no mercado bancário nacional e internacional; e (iii) pré-pagamento de US$ 578 de financiamentos junto ao BNDES.

Adicionalmente, a companhia realizou oferta de troca de títulos com vencimentos entre 2023 e 2029 no mercado de capitais internacional (*Global Notes*), em valores equivalentes a US$ 3.650 milhões, para um novo título com vencimento em 2030 em valores equivalentes a US$ 4.115, gerando um prêmio de US$ 465 aos detentores dos papéis no vencimento.

Emissão de debêntures simples

Em 2019 a companhia efetuou as liquidações das ofertas públicas de debêntures simples não conversíveis em ações, da espécie quirografária, sem garantia, das 6ª e 7ª emissões, respectivamente, totalizando o valor de US$ 1.685 na moeda local (R$ 6.608). As tabelas a seguir apresentam um resumo contendo as condições finais obtidas e a alocação das Debêntures entre as séries:

6ª Emissão – *Bookbuilding* finalizado em 31 de janeiro de 2019

Juros pagos em janeiro e julho de cada ano.

Série	Vencimento	Taxa final (após bookbuiding)	Volume alocado

1ª Série	15/01/2026	IPCA+ 4,0460% a.a.	238
2ª Série	15/01/2029	IPCA+ 4,2186% a.a.	450
3ª Série	15/01/2026	106,25% do CDI	267

7ª Emissão - *Bookbuilding* finalizado em 25 de setembro de 2019

Juros pagos em março e setembro de cada ano.

Série	Vencimento	Taxa final (após bookbuiding)	Volume alocado
1ª Série	15/09/2029	IPCA + 3,6% a.a.	371
2ª Série	15/09/2034	IPCA + 3,9% a.a.	359

32.3. Informações resumidas sobre os financiamentos (passivo circulante e não circulante)

Vencimento em	2020	2021	2022	2023	2024	2025 em diante	Total (**)	Valor justo
Financiamentos em Dólares (US$)(*):	3.512	3.157	2.777	5.842	6.509	26.474	48.271	55.905
Indexados a taxas flutuantes	2.745	1.731	2.154	4.454	4.977	3.847	19.908	
Indexados a taxas fixas	767	1.426	623	1.388	1.532	22.627	28.363	
Taxa média dos Financiamentos em Dólares	5,3%	5,4%	5,5%	5,5%	5,6%	6,6%	6,2%	
Financiamentos em Reais (R$):	771	611	1.524	1.783	2.015	3.800	10.504	11.089
Indexados a taxas flutuantes	338	375	1.211	1.571	1.558	1.675	6.728	
Indexados a taxas fixas	433	236	313	212	457	2.125	3.776	
Taxa média dos Financiamentos em Reais	3,8%	4,1%	4,5%	4,3%	3,8%	2,8%	3,7%	
Financiamentos em Euro(€):	137	203	388	411	13	1.410	2.562	3.418
Indexados a taxas fixas	137	203	388	411	13	1.410	2.562	
Taxa média dos Financiamentos em Euro	4,7%	4,7%	4,8%	4,6%	4,6%	4,6%	4,7%	
Financiamentos em Libras (£):	48	–	–	–	–	1.874	1.922	2.388
Indexados a taxas fixas	48	–	–	–	–	1.874	1.922	
Taxa média dos Financiamentos em Libras	6,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	6,3%	6,3%	
Financiamentos Outras Moedas	1	–	–	–	–	–	1	1
Indexados a taxas fixas	1	–	–	–	–	–	1	
Taxa média dos Financiamentos em outras moedas	10,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	10,1%	
Total em 31 de dezembro de 2019	4.469	3.971	4.689	8.036	8.537	33.558	63.260	72.801
Taxa média dos financiamentos	5,1%	5,2%	5,3%	5,3%	5,3%	6,3%	5,9%	
Total em 31 de dezembro de 2018	3.667	3.921	7.012	10.317	11.951	47.307	84.175	85.929
Taxa média dos financiamentos	5,5%	5,9%	5,9%	5,8%	5,8%	6,4%	6,1%	

(*) Inclui financiamentos em moeda nacional parametrizada à variação do dólar.

(**) Em 31 de dezembro de 2019, o prazo médio de vencimento dos financiamentos é de 10,79 anos (9,14 anos em 31 de dezembro de 2018).

Em 31 de dezembro de 2019, os valores justos dos financiamentos são principalmente determinados pela utilização de:

Nível 1 - preços cotados em mercados ativos, quando aplicável, no valor de US$ 34.992 (US$ 39.057 em 31 de dezembro de 2018); e

Nível 2 - método de fluxo de caixa descontado pelas taxas spots interpoladas dos indexadores (ou proxies) dos respectivos financiamentos, observadas às moedas atreladas, e pelo risco de crédito da Petrobras, no valor de US$ 37.809 (US$ 46.872 em 31 de dezembro de 2018).

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 36.2.

32.4. Linhas de crédito

				Valor		
Empresa	**Instituição financeira**	**Data da abertura**	**Prazo**	**Contratado**	**Utilizado**	**Saldo a utilizar**
No exterior						
PGT BV	Sindicato de Bancos	07/03/2018	07/02/2023	4.350	–	4.350
PGT BV	Sindicato de Bancos	27/03/2019	27/02/2024	3.250	–	3.250
PGT BV	BNP Paribas	22/12/2016	09/01/2021	350	310	40
PGT BV	The Export - Import Bank of China	23/12/2019	27/12/2021	750	–	750
Petrobras	New Development Bank	27/08/2018	27/08/2022	200	40	160
Total				8.900	350	8.550
No país						
Petrobras	Banco do Brasil	23/03/2018	26/01/2023	496	–	496
Petrobras	Bradesco	01/06/2018	31/05/2023	496	–	496
Petrobras	Banco do Brasil	04/10/2018	05/09/2025	496	–	496
Transpetro	Caixa Econômica Federal	23/11/2010	Indefinido	82	–	82
Total				1.570	–	1.570

32.5. Covenants e Garantias

32.5.1. Covenants

Em 31 de dezembro de 2019, a companhia possui obrigações atendidas relacionadas aos contratos de dívida (covenants), com destaque para: (i) apresentação das demonstrações financeiras no prazo de 90 dias para os períodos intermediários, sem revisão dos auditores independentes, e de 120 dias para o encerramento do exercício, com prazos de cura que ampliam esses períodos em 30 e 60 dias, dependendo do contrato; (ii) cláusula de Negative Pledge/Permitted Liens, onde a Petrobras e suas subsidiárias materiais se comprometem a não criar gravames sobre seus ativos para garantia de dívidas além dos permitidos; (iii) cláusulas de cumprimento às leis, regras e regulamentos aplicáveis à condução de seus negócios incluindo (mas não limitado) às leis ambientais; (iv) cláusulas em contratos de financiamento que exigem que tanto o tomador quanto o garantidor conduzam seus negócios em cumprimento às leis anticorrupção e às leis antilavagem de dinheiro e que instituam e mantenham políticas necessárias a tal cumprimento; (v) cláusulas em contratos de financiamento que restringem relações com entidades ou mesmo países sancionados principalmente pelos Estados Unidos (incluindo, mas não limitado ao Office of Foreign Assets Control -OFAC) Departamento de Estado e Departamento de Comércio, pela União Europeia e pelas Nações Unidas; e (vi) cláusulas relacionadas ao nível de endividamento em determinados contratos de dívidas com o BNDES.

32.5.2. Garantias

A maior parte da dívida da Companhia não é garantida, mas certos instrumentos de financiamento específicos para promover o desenvolvimento econômico são garantidos.

Um contrato de financiamento com o Banco de Desenvolvimento da China (CDB) com vencimento em 2026 também é garantido com base nas exportações futuras de petróleo para compradores específicos limitados a 200 mil barris por dia. Essa garantia não pode exceder o valor da dívida relacionada (US$ 5.006 em 31 de dezembro de 2019 e US$ 10.020 em 31 de dezembro de 2018).

Em 16 de dezembro de 2019, a Companhia pagou antecipadamente uma dívida de US$ 5.000 com o CDB, com vencimento em 2027, que também estava garantido.

Os empréstimos obtidos por entidades estruturadas estão garantidos pelos próprios projetos, bem como por penhor de direitos creditórios. Os títulos emitidos pela Companhia no mercado de capitais não são garantidos.

As notas globais emitidas pela Companhia no mercado de capitais por meio de sua subsidiária integral Petrobras Global Finance B.V. - PGF não são quirografárias. No entanto, a Petrobras garante total, incondicional e irrevogavelmente essas notas, conforme estabelecido na nota 35.

32.6. Prática contábil para financiamentos

São reconhecidos incialmente pelo valor justo menos os custos de transação diretamente atribuíveis, e subsequentemente mensurados ao custo amortizado utilizando o método dos juros efetivos. Quando os seus termos contratuais são modificados e tal modificação não for substancial, seus saldos contábeis refletirão o valor presente dos seus fluxos de caixa sob os novos termos, utilizando a taxa de juros efetiva original. A diferença entre o saldo contábil do instrumento remensurado quando da modificação não substancial dos seus termos e seu saldo contábil imediatamente anterior a tal modificação é reconhecida como ganho ou perda no resultado do período. Quando tal modificação for substancial, o financiamento original é extinto e reconhecido um novo passivo financeiro, com impacto no resultado do período.

33. Arrendamentos

Os arrendamentos mercantis incluem, principalmente, unidades de produção de petróleo e gás natural, sondas de perfuração e outros equipamentos de exploração e produção, navios, embarcações de apoio, helicópteros, terrenos e edificações.

A movimentação dos contratos de arrendamento reconhecidos como passivos está demonstrada a seguir:

	Saldo final em 31.12.2018	Adoção do IFRS 16	Remensuração / Novos contratos	Pagamentos do principal e juros (*)	Encargos incorridos no Exercício	Variações monetárias e cambiais	Ajuste acumulado de conversão	Transferência para ativos e passivos mantidos para venda	Saldo final em 31.12.2019
Pais	185	5.628	1.239	(1.597)	376	160	(246)	(241)	5.504
Exterior	–	20.947	1.060	(3.655)	1.138	479	(445)	(1.167)	18.357
Total	185	26.575	2.299	(5.252)	1.514	639	(691)	(1.408)	23.861
Amortizações de arrendamento em passivos classificados como mantidos para venda				(84)					
Valores recebidos				110					
Pagamentos referentes a operações descontinuadas				19					
Fluxo de caixa das atividades de financiamento				(5.207)					

A tabela a seguir apresenta as principais informações por classe de ativos subjacentes:

Fluxo de Pagamentos Futuro a Valor Presente / Reajuste inflacionário	Adoção Inicial	Saldo Final	Impostos a Recuperar	Taxa Desconto	Prazo Médio
Sem Reajuste					
Embarcações	7.162	7.199	271	4,4173% a.a.	5,1 anos
Plataformas	4.213	3.283	–	6,1264% a.a.	15,5 anos
Outros	472	319	7	2,8723% a.a.	2,3 anos
Com Reajuste - Exterior (*)					
Embarcações	1.123	1.050	–	5,4336% a.a.	8,7 anos
Plataformas	10.898	9.658	–	5,8219% a.a.	11,7 anos
Outros	86	45	–	2,3401% a.a.	0,9 anos
Com Reajuste - País					
Embarcações	1.489	1.147	101	6,8919% a.a.	4,5 anos
Imóveis	798	859	16	8,4804% a.a.	20,7 anos
Outros	334	301	20	6,9033% a.a.	3,2 anos
TOTAL	**26.575**	**23.861**	**415**	**6,0033% a.a.**	**9,8 anos**

Informações sobre depreciação, adições e valor contábil por classe de ativos subjacentes, apresentado na nota 23.

O fluxo nominal (não descontado) sem considerar a inflação futura projetada nos fluxos dos contratos de arrendamento, por vencimento, é apresentado a seguir:

Fluxo de Pagamentos Futuro Nominal	2020	2021	2022	2023	2024	2025 em diante	Total	Impostos a Recuperar
Sem Reajuste								
Embarcações	2.390	1.943	1.347	954	619	945	8.198	300
Plataformas	563	397	321	306	306	3.285	5.178	–
Outros	151	123	10	18	1	30	333	8
Com Reajuste - Exterior (*)								
Embarcações	169	155	155	155	156	556	1.346	–
Plataformas	1.911	1.808	1.281	892	847	6.846	13.585	–
Outros	41	3	1	–	–	–	45	–
Com Reajuste - País								
Embarcações	406	327	215	164	126	133	1.371	121
Imóveis	116	138	134	111	104	1.248	1.851	20
Outros	153	90	47	36	5	14	345	15
TOTAL	**5.900**	**4.984**	**3.511**	**2.636**	**2.164**	**13.057**	**32.252**	**464**

(*) Contratos firmados na moeda norte-americana - US$.

Em determinados contratos de arrendamento, há pagamentos, durante o prazo do arrendamento, que variam devido a alterações em fatos ou circunstâncias ocorridas após a data de início, além da passagem do tempo. Tais pagamentos não são incluídos na mensuração das obrigações de arrendamento e, no exercício findo em 31 de dezembro de 2019, foram de US$ 671 e representam 13% em relação aos pagamentos fixos.

Foram consideradas opções de extensão na mensuração das obrigações de arrendamento.

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 36.2.

No exercício de 2019, a companhia reconheceu gastos com arrendamento no montante de US$ 674, referentes a contratos de prazo inferior a um ano.

Em 31 de dezembro de 2019, os saldos de contratos de arrendamento que ainda não tinham sido iniciados em função dos ativos relacionados estarem em construção ou não terem sido disponibilizados para uso, representam o montante de US$ 50,130.

33.1. Prática contábil para arrendamentos

Os passivos de arrendamento, incluindo aqueles cujos ativos subjacentes são de baixo valor, são mensurados pelo valor presente dos pagamentos dos arrendamentos sem considerar a inflação futura projetada, que levam em consideração impostos a recuperar, bem como prazos não canceláveis e opções de extensão quando as mesmas forem razoavelmente certas. Esses pagamentos são descontados pela taxa incremental nominal sobre empréstimos da companhia, visto que as taxas de juros implícitas nos contratos de arrendamento com terceiros normalmente não podem ser prontamente determinadas.

Remensurações no passivo de arrendamento refletem alterações oriundas de índices ou taxas contratuais, bem como nos prazos dos arrendamentos devido a novas expectativas de prorrogações ou rescisões do arrendamento.

Os juros incorridos atualizam o passivo de arrendamento e são classificados como despesas financeiras, enquanto os pagamentos reduzem o seu valor contábil. De acordo com a gestão de risco cambial da companhia, as variações cambiais oriundas do saldo de passivos de arrendamento denominados em dólares norte-americanos são designadas como instrumentos de proteção de relações de hedge de fluxo de caixa envolvendo as exportações futuras altamente prováveis (vide nota explicativa 36.2).

No segmento de E&P, algumas atividades são conduzidas por operações em conjunto onde a companhia é a operadora. Nos casos em que todas as partes da operação conjunta são primariamente responsáveis pelos pagamentos do arrendamento, a companhia reconhece o passivo de arrendamento na proporção de sua participação. Adicionalmente, ativos subjacentes oriundos de um contrato de arrendamento específico da companhia podem ser utilizados numa operação em conjunto. Nesses casos, os passivos de arrendamento permanecem reconhecidos integralmente e a cobrança aos parceiros é realizada na proporção de suas participações.

Os pagamentos associados a arrendamentos de curto prazo (prazo de 12 meses ou menos) são reconhecidos como despesa ao longo do prazo do contrato.

34. Patrimônio líquido

34.1. Capital social realizado

Em 31 de dezembro de 2019, o capital subscrito e integralizado no valor de US$ 107,101 está representado por 7.442.454.142 ações ordinárias e 5.602.042.788 ações preferenciais, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

As ações preferenciais têm prioridade no caso de reembolso do capital, não asseguram direito de voto e não são conversíveis em ações ordinárias.

34.2. Prática contábil para capital social

Os gastos incrementais diretamente atribuíveis à emissão de ações são apresentados como dedução do patrimônio líquido, como transações de capital, líquido de efeitos tributários.

34.3. Reserva de Capital

Constituída em 2018, com ações escriturais de titularidade da Petrobras no valor de US$ 2, reconhecidas contra ações em tesouraria.

34.4. Transações de capital

34.4.1. Gastos com emissão de ações

Custos de transação incorridos na captação de recursos por meio da emissão de ações, líquidos de impostos.

34.4.2. Mudança de participação em controladas

Diferenças entre o valor pago e o montante contábil decorrentes das variações de participações em controladas que não resultem em perda de controle, considerando que se referem a transações de capital, ou seja, transações com os acionistas, na qualidade de proprietários.

34.4.3. Ações em Tesouraria

Ações de titularidade da Petrobras que estão mantidas em tesouraria no montante de US$ 2, representadas por 222.760 ações ordinárias e 72.909 ações preferenciais.

34.5. Reservas de lucros

34.5.1. Reserva legal

Constituída mediante a apropriação de 5% do lucro líquido do exercício, em conformidade com o artigo 193 da Lei das Sociedades por Ações.

34.5.2. Reserva estatutária

Constituída mediante a apropriação do lucro líquido de cada exercício de um montante equivalente a, no mínimo, 0,5% do capital social integralizado no fim do exercício e destina-se ao custeio dos programas de pesquisa e desenvolvimento tecnológico. O saldo desta reserva não pode exceder a 5% do capital social integralizado, de acordo com o artigo 55 do Estatuto Social da companhia.

34.5.3. Reserva de incentivos fiscais

Constituída mediante destinação de parcela do resultado do exercício equivalente aos incentivos fiscais, decorrentes de doações ou subvenções governamentais, em conformidade com o artigo 195-A da Lei das Sociedades por Ações. Essa reserva somente poderá ser utilizada para absorção de prejuízos ou aumento de capital.

No exercício de 2019, foram destinados do resultado US$ 179 (US$ 203 em 2018), referentes ao incentivo para subvenção de investimentos, dos quais US$ 177 para subvenção de investimentos no âmbito das Superintendências de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE) e da Amazônia (SUDAM).

34.5.4. Prática contábil para reserva de incentivos fiscais

Reconhecidas quando houver razoável certeza de que o benefício será recebido e que todas as condições estabelecidas e relacionadas à subvenção serão cumpridas pela companhia.

34.5.5. Reserva de retenção de lucros

É destinada à aplicação em investimentos previstos em orçamento de capital, principalmente nas atividades de exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás, em conformidade com o artigo 196 da Lei das Sociedades por Ações.

O Conselho de Administração está propondo a manutenção no patrimônio líquido, em reserva de retenção de lucros, o montante de US$ 6.549, que se destina a atender parcialmente o programa anual de investimentos estabelecidos no orçamento de capital do exercício de 2019, a ser deliberado em Assembleia Geral de Acionistas.

34.6. Outros Resultados Abrangentes

No exercício de 2019 foram reconhecidos como outros resultados abrangentes, principalmente os seguintes efeitos:

- ajuste acumulado de conversão credor, no montante de US$ 1,431, decorrente da tradução das demonstrações financeiras de investidas no exterior em moeda funcional diferente do real, referente as empresas PIB BV, Transpetro e Braskem;
- ganhos e perdas atuarias com planos de benefícios definidos de pensão e aposentadoria e os de assistência médica no montante de US$ 4,098, líquido de impostos;
- hedge de fluxo de caixa de exportações, reduzindo o patrimônio líquido no exercício de US$ 248, líquido de impostos e do efeito de reclassificação de parte da variação cambial para resultado. Em 2018, o saldo acumulado das perdas de variação cambial, líquido dos efeitos tributários, foi de US $ 13.292 (vide nota 29.2).

34.7. Dividendos

Os acionistas terão direito, em cada exercício, aos dividendos, que não poderão ser inferiores a 25% do lucro líquido ajustado, na forma da Lei das Sociedades por Ações, rateado pelas ações em que se dividir o capital da companhia.

As ações preferenciais têm prioridade no recebimento dos dividendos, no mínimo, de 5% (cinco por cento) calculado sobre a parte do capital representada por essa espécie de ações, ou de 3% (três por cento) do valor do patrimônio líquido da ação, prevalecendo sempre o maior, participando, em igualdade com as ações ordinárias, nos aumentos do capital social decorrentes de incorporação de reservas e lucros. Essa prioridade no recebimento dos dividendos não garante, por si só, o pagamento de dividendos nos exercícios sociais em que a companhia não auferir lucro.

Adicionalmente, a companhia aprovou em 28 de agosto de 2019 uma nova política de remuneração aos acionistas, cuja principal alteração é a definição de que caso o endividamento bruto consolidado seja: (i) inferior a US$ 60 bilhões, a companhia poderá distribuir aos seus acionistas 60% da diferença entre o fluxo de caixa operacional e os investimentos em bens de capital (“CAPEX”); (ii) superior a US$ 60 bilhões, a companhia poderá distribuir aos seus acionistas os dividendos mínimos obrigatórios previstos na lei e no seu estatuto social.

A proposta de remuneração ao acionista relativa ao exercício de 2019, que está sendo encaminhada pela Administração à aprovação da Assembleia Geral Ordinária (AGO) de 2020, no montante de US$ 2.687, contempla o dividendo obrigatório no percentual de 25% do lucro líquido ajustado e imposto de renda retido na fonte (IRRF) de 15% sobre o total de dividendos antecipados na forma de juros sobre capital próprio (JCP). Essa proposta atende à prioridade das ações preferenciais, cujo critério que prevaleceu no exercício foi o de 5% sobre a parte do capital representada por essa espécie de ações.

					Ações ordinárias (ON)		Ações preferenciais (PN)		
	Parcela	Data de aprovação do Conselho de Administração	Data posição acionária	Data de pagamento	Valor da parcela (*)	Valor bruto por ação	Valor da parcela (*)	Valor bruto por ação	Valor total da parcela
1ª parcela JCP		07.05.2019	21.05.2019	05.07.2019	187	0,0251	140	0,0251	327
2ª parcela JCP		01.08.2019	12.08.2019	04.10.2019	389	0,0522	293	0,0522	681

3ª parcela JCP	24.10.2019	11.11.2019	07.02.2020	371	0,0499	279	0,0499	650
4ª parcela JCP	18.12.2019	26.12.2019	07.02.2020	–	–	580	0,1035	580
Atualização monetária das antecipações de JCP				9	0,0012	7	0,0012	16
Complemento do dividendo mínimo obrigatório	19.02.2020	(**)	(**)	431	0,0580	1	0,0001	432
Total para 2019				1.387	0,1864	1.300	0,2320	2.687
Total para 2018				507	0,0681	1.343	0,2397	1.850

(*) Valores convertidos para dólar americano com base na taxa de câmbio na data de aprovação, exceto pelo complemento dividendo mínimo obrigatório, baseado na taxa de câmbio na data das demonstrações financeiras.

(**) Pagamento será feito em até 60 dias após a Assembleia Geral Ordinária de 2019.

Os dividendos a pagar atribuíveis aos acionistas da Petrobras totalizam US$ 1.530 em 31 de dezembro de 2019 (US$ 1.005 em 31 de dezembro de 2018) e compreendem o dividendo mínimo obrigatório de 25% da receita ajustada, incluindo encargos de indexação com base na Selic taxa, líquido dos adiantamentos realizados durante o ano. Além dos dividendos a pagar aos acionistas da Petrobras, há dividendos a pagar aos acionistas não controladores no valor de US$ 28, totalizando US$ 1.558 contabilizados na demonstração da posição financeira em 31 de dezembro de 2019 (US$ 1.109 em dezembro 31, 2018).

34.8. Resultado por ação

	2019			2018			2017		
Por ação	**Ordinárias**	**Preferenciais**	**Total**	**Ordinárias**	**Preferenciais**	**Total**	**Ordinárias**	**Preferenciais**	**Total**
Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras	**5.790**	**4.361**	**10.151**	**4.093**	**3.080**	**7.173**	**(52)**	**(39)**	**(91)**
Proveniente de operações continuadas	4.369	3.291	7.660	3.750	2.822	6.572	(198)	(149)	(347)
Proveniente de operações descontinuadas	1.421	1.070	2.491	343	258	601	146	110	256
Média ponderada da quantidade de ações em circulação (nº de ações)	7.442.454.142	5.602.042.788	13.044.496.930	7.442.454.142	5.602.042.788	13.044.496.930	7.442.454.142	5.602.042.788	13.044.496.930
Lucro (prejuízo) básico e diluído por ação (US$ por ação)									
	0,78	**0,78**	**0,78**	**0,55**	**0,55**	**0,55**	**(0,01)**	**(0,01)**	**(0,01)**
Proveniente de operações continuadas	0,59	0,59	0,59	0,50	0,50	0,50	(0,03)	(0,03)	(0,03)
Proveniente de operações descontinuadas	0,19	0,19	0,19	0,05	0,05	0,05	0,02	0,02	0,02
Lucro (prejuízo) básico e diluído por ADR (US$ por ADS)(*)									
	1,56	**1,56**	**1,56**	**1,10**	**1,10**	**1,10**	**(0,02)**	**(0,02)**	**(0,02)**
Proveniente de operações continuadas	1,18	1,18	1,18	1,00	1,00	1,00	(0,06)	(0,06)	(0,06)
Proveniente de operações descontinuadas	0,38	0,38	0,38	0,10	0,10	0,10	0,04	0,04	0,04

(*) Petrobras' ADSs são equivalentes a duas ações.

35. Valor justo dos ativos e passivos financeiros

	Valor justo medido com base em			
	Nível I	Nível II	Nível III	Total do valor justo contabilizado
Ativos				
Títulos e valores mobiliários	1.352	-	-	1.352
Derivativos de commodities	56	3	-	59
Derivativos de moeda estrangeira	-	15	-	15
Derivativos de juros	-	10	-	10
Saldo em 31 de dezembro de 2019	1.408	18	-	1.426
Saldo em 31 de dezembro de 2018	1.464	29	-	1.493
Passivos				
Derivativos de moeda estrangeira	-	(333)	-	(333)
Derivativos de commodities	–	3	-	(3)
Derivativos de juros	–	–	-	–
Saldo em 31 de dezembro de 2019	–	(330)	-	(336)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	–	(349)	-	(349)

O valor justo estimado para os financiamentos de longo prazo da Companhia, calculado a taxas de mercado vigentes, é apresentado na nota explicativa 10.

Os valores justos de caixa e equivalentes de caixa, a dívida de curto prazo e outros ativos e passivos financeiros, são equivalentes ou não diferem significativamente de seus valores contábeis.

36. Gerenciamento de riscos

A Companhia está exposta a diversos riscos decorrentes de suas operações, incluindo risco de preço (relacionado ao petróleo e derivados), risco de taxas de câmbio, risco de taxa de juros, risco de crédito e risco de liquidez. O gerenciamento de riscos corporativos faz parte do compromisso da Companhia de agir de forma ética e cumprir os requisitos legais e regulamentares dos países onde opera. Para gerenciar os riscos financeiros e de mercado, a Companhia prefere medidas estruturantes por meio de um gerenciamento adequado de capital e alavancagem. Ao administrar os riscos, a Companhia considera o monitoramento de governança corporativa e controles, departamentos técnicos e comitês estatutários, sob a orientação da Diretoria e do Conselho de Administração. A Companhia leva em consideração os riscos em suas decisões de negócios e gerencia esses riscos de maneira integrada, a fim de aproveitar os benefícios da diversificação.

Um resumo das posições dos instrumentos financeiros derivativos mantidos pela Companhia e reconhecidos em outros ativos e passivos circulantes em 31 de dezembro de 2019, bem como os valores reconhecidos na demonstração do resultado e outros resultados abrangentes e as garantias dadas são definidos da seguinte maneira:

	Posição Patrimonial Consolidada				
	Valor nocional		Posição Ativa (Passiva)		Vencimento
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018	
Derivativos não designados como Hedge					
Contratos Futuros (*)	(10.383)	(14.043)	(28)	108	
Compra/Petróleo e Derivados	9.865	40.017	-	-	2020
Venda/Petróleo e Derivados	(20.248)	(54.060)	-	-	2020
Contratos a Termo					
Compra/Câmbio (BRL/USD) (**)	US$ 273	US$ 137	-	(2)	2020
Venda/Câmbio (BRL/USD) (**)	US$ 0	US$ 92	-	(1)	2020
Compra/Câmbio (EUR/USD) (**)	EUR 2245	EUR 3000	(45)	(123)	2020
Compra/Câmbio (GBP/USD) (**)	GBP 505	GBP 450	11	(11)	2020
Venda/Câmbio (GBP/USD) (**)	GBP 282	GPB 31	(14)	-	2020
SWAP					
Câmbio - cross currency swap (**)	GBP 700	GBP 700	32	1	2026
Câmbio - cross currency swap (**)	GBP 600	GBP 600	(50)	(70.5)	2034
Juros - cross currency swap	3.008	-	6	-	2029/2034
Câmbio - cross currency swap (**)	US$ 240	-	11	-	2024/2029
Total reconhecido no Balanço Patrimonial			(77)	(99)	

(*) Valor nocional em mil bbl
(**) Valores em US$,em GBP e EUR são apresentados em milhões.

	Ganhos (perdas) reconhecido no resultado do período			Ganhos (perdas) reconhecidas no patrimônio líquido (*)		
	2019	2018 Reapresentado	2017 Reapresentado	2019	2018 Reapresentado	2017 Reapresentado
	Jan-Dez	Jan-Dez	Jan-Dez	Jan-Dez	Jan-Dez	n/a
Derivativos de commodities	(370)	(416)	(121)	–	–	–
Derivativos de moeda	(166)	(370)	89	–	–	–
Derivativos de juros	6	–	(9)	–	–	–
	(530)	(786)	(41)	–	–	–
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações (**)	(3.136)	(3.315)	(3.154)	(5.060)	(5.635)	(5.635)
Total	(3.666)	(4.101)	(3.195)	(5.060)	(5.635)	(5.635)

(*) Valores reconhecidos como outros resultados abrangentes no período.
(**) Utilizando instrumentos financeiros não-derivativos, conforme nota explicativa 28.2.

	Garantias dadas como colaterais	
	31.12.2019	31.12.2018
Derivativos de commodities	57	(48)
Derivativos de moeda	230	70
Total	287	22

A análise de sensibilidade do valor dos instrumentos financeiros derivativos com relação aos diferentes tipos de risco de mercado, em 31 de dezembro de 2019 é apresentada a seguir:

Operações	Risco	Cenário Provável (*)	Cenário Possível (*)	Cenário Remoto (*)
Derivativos não designados como Hedge				
Contratos Futuros	Petróleo e Derivados - Flutuação dos Preços	-	(128)	(256)
Contratos a Termo	Câmbio - Desvalorização do BRL frente ao USD	(3)	(68)	(136)
		(3)	(196)	(392)

(*) O cenário provável foi calculado com base nos seguintes riscos: preços do petróleo e derivados: valor justo em 31 de dezembro de 2019; Real x Dólar Americano - depreciação de 1,2% do Real. Fonte: Focus. Os cenários razoavelmente possíveis e remotos consideram uma deterioração de 25% e 50% nas variáveis de risco associadas, respectivamente.

36.1. Gerenciamento de risco de preços de petróleo e derivados

A Companhia geralmente está exposta a ciclos de preços de commodities, embora possa usar instrumentos derivativos para proteger exposições relacionadas a preços de produtos comprados e vendidos para atender às necessidades operacionais e em circunstâncias específicas, dependendo da análise do ambiente de negócios e da avaliação de se os objetivos de Negócios e Gerenciamento estão sendo cumpridos.

Óleo

Em março de 2019, de modo semelhante ao realizado em 2018, a Petrobras implementou estratégia de proteção para parte de sua produção de óleo prevista para o ano de 2019. Como resultado dessa estratégia, foram compradas opções de venda com preço de exercício referenciado na média das cotações do petróleo tipo Brent, de abril até o fim de 2019, ao nível de US$ 60/barril, com prêmio total pago de US$ 320 (em 2018, com preço de exercício médio de US$ 65/barril e custo total de US$ 445).

No entanto, ao longo do terceiro trimestre de 2019, em função da redução significativa de incertezas de fluxo de caixa relacionadas à realização do Plano Estratégico da companhia para o ano de 2019, a Petrobras vendeu suas opções de venda, com preço de exercício referenciado na média das cotações do petróleo tipo Brent, de abril até o fim de 2019, ao nível de US$ 60/barril, com prêmio total recebido de US$ 101.

Face ao exposto, o resultado das operações de compra e venda das opções de venda referenciadas anteriormente, no período de janeiro a dezembro de 2019, decorrente da marcação a mercado das opções de venda e da valorização da *commodity* no mercado internacional, foi uma perda no montante de US$ 216, registrada em outras despesas operacionais (variação negativa de US$ 401 em janeiro a dezembro de 2018).

Gasolina

Em setembro de 2018, a companhia passou a adotar uma estratégia de derivativos aplicada para os preços da gasolina e de câmbio (*NDF – Non Deliverable Forward*), visando dar flexibilidade à gestão na política de preços e permitindo a opção de alterar a frequência dos reajustes diários do preço da gasolina no mercado interno, podendo mantê-lo estável por curtos períodos de até 15 dias. A variação nas operações contratadas apresentou um ganho de US$ 11 no período de janeiro a dezembro de 2019, registrado em outras despesas operacionais.

Diesel

Com o objetivo de dar flexibilidade adicional à gestão na política de preços, em dezembro de 2018, a Petrobras ampliou a estratégia de derivativos aos preços de diesel e de câmbio (*NDF – Non Deliverable Forward*), de forma análoga à estratégia aplicada à gasolina. Em junho de 2019, a Petrobras aprovou a revisão na periodicidade de reajustes nos preços de óleo diesel (revista inicialmente em março de 2019 para períodos não inferiores a 15 dias) e gasolina. A partir de então, os reajustes dos preços destes derivados no mercado interno passaram a ser realizados sem periodicidade definida. A variação nas operações contratadas para os derivativos de diesel e câmbio apresentou um resultado negativo de US$ 12 no período de janeiro a dezembro de 2019.

Na aplicação da estratégia de derivativos aprovada, ficam mantidos os princípios que balizam a prática de preços competitivos, como o preço de paridade internacional (PPI), margens para remuneração dos riscos inerentes à operação, nível de participação no mercado e mecanismos de proteção via derivativos.

Demais operações de derivativos de *commodities*

A Petrobras, utilizando seus ativos, posições e conhecimento proprietário e de mercado oriundos de suas operações no Brasil e no exterior, busca ocasionalmente otimizar algumas de suas operações comerciais no mercado internacional, com a utilização de instrumentos derivativos de *commodities* para gestão do risco de preço, de forma segura e controlada. A variação nas operações contratadas para os demais derivativos de *commodities* apresentou um resultado negativo de US$ 150 em 2019 (ganho de US$ 19 em 2018).

36.2. Gerenciamento de risco cambial

A Política de Gerenciamento de Riscos da Companhia prevê, como suposição, um gerenciamento de riscos integrado que se estende a toda a corporação, buscando o benefício da diversificação de seus negócios.

Ao administrar seu risco cambial, a Companhia leva em consideração o grupo de fluxos de caixa derivados de suas operações. Esse conceito é especialmente aplicável ao risco relacionado à exposição do real em relação ao dólar, em que os fluxos de caixa futuros em dólar e os fluxos de caixa em reais afetados pela flutuação entre as duas moedas, como fluxos de caixa derivados das vendas de diesel e gasolina no mercado doméstico, são avaliados de forma integrada.

Dessa forma, o gerenciamento de risco financeiro envolve principalmente ações estruturadas que abrangem os negócios da Companhia.

Alterações na taxa à vista do Real/dólar, bem como a variação cambial do Real em relação a outras moedas estrangeiras, podem afetar o lucro líquido e a demonstração da posição financeira devido às exposições em moedas estrangeiras, tais como:

- Transações futuras altamente prováveis;
- Itens monetários; e
- Compromissos firmes.

A Companhia busca mitigar o efeito de variações potenciais na taxa à vista do Real/dólar, principalmente na captação de recursos denominados em dólares norte-americanos, com o objetivo de reduzir a exposição líquida entre obrigações e recebimentos nessa moeda, representando uma forma de proteção estrutural que leva em consideração critérios de liquidez e competitividade de custos.

A variação cambial das exportações futuras denominadas em dólar norte-americano em um determinado período é protegida com eficiência pela carteira de dívida em dólar, levando em consideração as alterações nessa carteira ao longo do tempo.

A estratégia de gerenciamento de risco cambial pode envolver o uso de instrumentos financeiros derivativos para proteger certos passivos, mitigando a exposição ao risco cambial, principalmente quando a Companhia está exposta a uma moeda estrangeira na qual não são esperadas entradas de caixa, por exemplo, a libra esterlina.

No curto prazo, o risco cambial é gerenciado através da aplicação de recursos em dinheiro ou equivalente, denominados em real, dólar americano ou outra moeda.

a) Hedge de fluxo de caixa envolvendo as exportações futuras da Companhia

Alinhada ao gerenciamento de risco cambial da Companhia, e considerando a adoção inicial do IFRS 16 em 1º de janeiro de 2019, a Companhia realizou designações adicionais no exercício findo em 31 de dezembro de 2019, no valor de US$ 28.009 (R$ 108.481 milhões), no qual o item coberto foi a exportação futura altamente provável em dólares norte-americanos e, como instrumentos de *hedge*, contratos de arrendamento mercantil denominados em dólares norte-americanos.

Os valores contábeis, o valor justo em 31 de dezembro de 2019 e um cronograma de reclassificações esperadas na demonstração do resultado das perdas acumuladas reconhecidas em outros resultados abrangentes (patrimônio líquido) com base na taxa de câmbio de US $ 1,00 / R $ 4.0307 são definidos abaixo:

Valor dos Instrumentos de Proteção em 31 de dezembro de 2019

Instrumento de Hedge	Objeto de Hedge	Tipo de Risco protegido	Período de Proteção	US$ milhões	R$ milhões
Variações cambiais de proporções de fluxos de caixa de instrumentos financeiros não derivativos	Variações cambiais de parte das exportações mensais futuras altamente prováveis	Cambial - taxa Spot R$ x US$	De jan/2019 a dez/2028	87.651	353.295

Movimentação do valor de referência (principal e juros)	US$	R$ milhões
Designações em 1 de janeiro de 2019	66.168	256.390
Novas designações, revogações e redesignações	56.573	222.874
Realização por exportações	(9.247)	(36.560)
Amortização de endividamento	(25.843)	(102.827)
Variação Cambial	-	13.418
Valor em 31 de dezembro de 2019	87.651	353.295
Valor nominal dos instrumentos de hedge (financiamentos e passivos de arrendamento) em 31 de dezembro de 2019	104.212	420.046

No exercício findo em 31 de dezembro de 2019, a Companhia reconheceu um ganho de US$ 9 em ganhos (perdas) de câmbio devido à ineficácia (uma perda de US$ 50 em 2019).

A proporção média de exportações futuras para as quais a contabilidade de hedge de fluxo de caixa foi designada e as exportações futuras altamente prováveis é de 57,7%.

Um cronograma de *roll-forward* de perdas cambiais acumuladas reconhecidas em outros resultados abrangentes em 31 de dezembro de 2019 é definido abaixo:

	Variação cambial	Efeito tributário	Total
Saldo em 1 de janeiro de 2018	(14.508)	4.935	(9.573)
Reconhecido no patrimônio líquido	(8.950)	3.043	(5.907)
Transferido para resultado por realização	3.315	(1.127)	2.188
Saldo em 31 de dezembro de 2018	(20.143)	6.851	(13.292)
Reconhecido no patrimônio líquido	(3.510)	1.192	(2.318)
Transferido para resultado por realização	3.136	(1.066)	2.070
Saldo em 31 de dezembro de 2019	(20.517)	6.977	(13.540)

Relações de hedge adicionais podem ser revogadas ou ajustes adicionais de reclassificação do patrimônio líquido para a demonstração do resultado podem ocorrer como resultado de alterações nos preços de exportação previstos e volumes de exportação após uma revisão do plano de negócios da Companhia. Com base em uma análise de sensibilidade considerando um cenário de estresse de preços de Brent de US$ 10/barril, quando comparado às projeções de preços de Brent em nosso Plano Estratégico 2020-2024, não indicaria um ajuste de reclassificação do patrimônio líquido para a demonstração do resultado.

Um cronograma de reclassificação esperada de perdas cambiais acumuladas reconhecidas em outros resultados abrangentes para a demonstração do resultado em 31 de dezembro de 2019 é apresentado abaixo:

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026 a 2028	Total
Expectativa de realização	(4.673)	(4.495)	(4.851)	(3.131)	(1.925)	(505)	259	(1.196)	(20.517)

a.1) Prática contábil hedge fluxo de caixa

No início da relação de proteção, a companhia documenta a relação de proteção e o objetivo e a estratégia de gerenciamento de risco para assumir o *hedge*, incluindo a identificação: do instrumento de *hedge*, do item protegido, da natureza do risco que está sendo protegido e da avaliação se a relação de proteção atende aos requisitos de efetividade de *hedge*.

Considerando a relação de proteção natural e a estratégia de gestão de risco, a companhia designa relações de *hedge* entre as variações cambiais de "exportações futuras altamente prováveis" (item protegido) e as variações cambiais de proporções de certas obrigações em dólares norte-americanos (instrumentos de proteção), de forma que os efeitos cambiais de ambos sejam reconhecidos no mesmo momento na demonstração de resultado.

Variações cambiais de proporções de fluxos de caixa de dívidas e passivos de arrendamento (instrumentos financeiros não derivativos) são designadas como instrumentos de proteção.

As relações de *hedge* individuais são estabelecidas na proporção de um para um, ou seja, as "exportações futuras altamente prováveis" de cada mês e as proporções dos fluxos de caixa dos endividamentos, utilizadas em cada relação e *hedg*e individual, possuem o mesmo valor nominal em dólares norte-americanos. A companhia considera como "exportações futuras altamente prováveis" apenas uma parte do total de suas exportações previstas.

A exposição das exportações futuras da companhia ao risco de variação da taxa de câmbio spot R$/US$ (posição ativa) é compensada por exposição inversa equivalente de suas dívidas em dólares norte-americanos (posição passiva) ao mesmo tipo de risco.

As relações de *hedge* podem ser descontinuadas e reiniciadas em cumprimento com a estratégia de gestão de riscos. Neste sentido, tais avaliações são realizadas mensalmente.

Em tais *hedge*s, a parcela eficaz dos ganhos e perdas cambiais decorrentes dos instrumentos de proteção é reconhecida no patrimônio líquido, em outros resultados abrangentes e transferida para o resultado financeiro quando o item protegido afetar o resultado do período.

Caso as exportações cujas variações cambiais foram designadas em relação de *hedge* deixem de ser consideradas altamente prováveis, mas continuem previstas, a relação de *hedge* é revogada e a variação cambial acumulada até a data da revogação é mantida no patrimônio líquido, sendo reclassificado para o resultado no momento em que as exportações ocorrerem.

Também podem ocorrer situações em que as exportações cujas variações cambiais foram designadas em relação de *hedge* deixem de ser previstas. Nestes casos, a variação cambial, referente às proporções dos fluxos de caixa das dívidas que excederem o total das exportações que ainda sejam consideradas previstas, acumulada no patrimônio líquido até a data da revisão na previsão, é reclassificada imediatamente para o resultado.

Adicionalmente, quando um instrumento financeiro designado como instrumento de *hedge* vence ou é liquidado, a companhia pode substituí-lo por outro instrumento financeiro, de maneira a garantir a continuidade da relação de *hedge*. Similarmente, quando uma transação designada como objeto de proteção ocorre, a companhia pode designar o instrumento financeiro que protegia essa transação como instrumento de *hedg*e em uma nova relação de *hedge*.

A parcela não eficaz dos ganhos e perdas decorrentes dos instrumentos de proteção é registrada no resultado financeiro do período. As potenciais fontes de inefetividade devem-se ao fato dos itens protegidos e dos instrumentos de proteção possuírem prazos de vencimento distintos, bem como pela taxa utilizada para descontar os itens protegidos e os instrumentos de proteção a valor presente.

b) Contratos de swap – Libra esterlina x Dólar

Em 2017, a Companhia, através de sua subsidiária integral Petrobras Global Trading BV (PGT), contratou operação de derivativo denominada cross currency swap com vencimento em 2026 e 2034, com valores nocionais de £ 700 milhões e £ 600 milhões, respectivamente, com o objetivo de se proteger da exposição em libras esterlinas versus dólar decorrente de títulos emitidos no valor de £ 1.300. A Companhia reconheceu uma perda de US$ 241 no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2019 (um ganho de US$ 265 no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2018) decorrente dessa estratégia, registrada no resultado financeiro. A Companhia não espera liquidar esses swaps antes das datas de vencimento.

c) Contratos de swap – IPCA x CDI e CDI x Dólar

Em setembro de 2019, a Petrobras contratou operação de derivativo denominada cross currency swap com o objetivo de proteger contra a exposição decorrente da 7ª emissão de debêntures, liquidada em 9 de outubro de 2019, no valor nocional total de US$ 367 para operações de IPCA x CDI, com vencimento em setembro de 2029, e US$ 240 para operações CDI x Dólar Americano, com vencimento em setembro de 2024 e setembro de 2029.

A marcação a mercado das operações de swap do IPCA x CDI registrou um ganho de US$ 11 no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2019, enquanto a marcação a mercado das operações de swap do CDI x USD apresentou uma perda de US$ 7 no mesmo período, ambos registrados como receita (despesa) financeira. A Companhia não espera liquidar esses swaps antes das datas de vencimento.

Mudanças nas curvas de taxas de juros futuras (CDI) podem impactar os resultados da Companhia, devido ao valor de mercado desses contratos de swap. Uma análise de sensibilidade no CDI com um aumento constante (choque paralelo) de 100 pontos base, todas as outras variáveis permanecendo constantes, resultaria em uma perda de US$ 20, enquanto uma redução constante (choque paralelo) de 100 pontos base resultaria em uma ganho de US$ 24.

d) Contratos de Non Deliverable Forward (NDF) – Euro x Dólar e Libra x Dólar

Em 2018, a Petrobras, por meio de sua controlada indireta Petrobras Global Trading B.V. (PGT), contratou operações de derivativos denominadas non deliverable forward, no valor nocional de EUR 3.000 milhões e GBP 419 milhões, com vencimento em 2019, com o objetivo de se proteger da exposição em euro e libra esterlina versus dólar, devido à emissão de bonds. Durante o período de janeiro a dezembro de 2019, os valores nocionais líquidos de derivativos em euros e libras esterlinas foram reduzidos para EUR 2.245 milhões e GBP 164 milhões, respectivamente, adequando-se a proteção a uma menor exposição ao euro proporcionada pela recompra de bonds nessa moeda ao longo do ano de 2019. A variação nas operações contratadas apresentou uma perda de US$ 227 em 2019 (US$ 139 em 2018), registrado em resultado financeiro. A companhia não tem intenção de liquidar tais contratos antes do prazo de vencimento.

e) Análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial

O cenário considerado provável e referenciado por fonte externa, além dos cenários possível e remoto que consideram valorização do câmbio (risco) em 25% e 50%, respectivamente, à exceção dos saldos de ativos e passivos em moeda estrangeira de controladas no exterior, quando realizados em moeda equivalente às suas respectivas moedas funcionais, estão descritos a seguir:

Instrumentos	Exposição em 31.12.2019	Risco	Cenário Provável (*)	Cenário Possível	Cenário Remoto
Ativos	6.088	Dólar / Real	74	1.522	3.044
Passivos	(92.470)		(1.130)	(23.094)	(46.188)
Câmbio - cross currency swap	(746)		(9)	(187)	(373)
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações	87.651		1.072	21.913	43.826
	1.046		14	309	618
Ativos	3	Euro / Real	–	1	2
Passivos	(18)		–	(5)	(9)
	(15)		–	(4)	(7)
Ativos	2.554	Euro / Dólar	(9)	639	1.277
Passivos	(5.136)		19	(1.284)	(2.568)
Non Deliverable Forward (NDF)	2.524		(9)	631	1.262
	(58)		1	(14)	(29)
Ativos	2	Libra / Real	–	1	1
Passivos	(21)		–	(5)	(11)
	(19)		–	(4)	(10)
Ativos	1.925	Libra / Dólar	(2)	481	963
Passivos	(3.863)		5	(966)	(1.932)
Derivativo - cross currency swap	1.718		(2)	429	859
Non Deliverable Forward (NDF)	216		–	54	108
	(4)		1	(2)	(2)
Total em 31 de dezembro de 2019	950		16	285	570
Total em 31 de dezembro de 2018	848		6	210	422

36.3. Gerenciamento de risco de taxa de juros

A Petrobras, preferencialmente, não utiliza instrumentos financeiros derivativos para gerenciar a exposição às flutuações das taxas de juros, em função de não acarretarem impacto relevante, exceto em função de situações específicas apresentadas por controladas da Petrobras.

36.4. Risco de crédito

O gerenciamento de risco de crédito na Petrobras visa mitigar o risco de não receber créditos, depósitos ou garantias de terceiros ou instituições financeiras por meio de análise de crédito eficiente, concessão e gerenciamento com base em parâmetros quantitativos e qualitativos adequados a cada segmento de mercado em que a Companhia opera .

A carteira de crédito comercial é ampla e diversificada e compreende clientes do mercado interno e externo. O crédito concedido às instituições financeiras está relacionado a garantias recebidas, excedente de caixa investido e instrumentos financeiros derivativos. Está espalhado entre bancos internacionais de "grau de investimento" classificados por agências internacionais de classificação e bancos brasileiros com baixo risco de crédito.

36.4.1. Qualidade do crédito de ativos financeiros

a) Contas a receber de clientes

A maior parte dos clientes da Petrobras não possui classificação de risco concedida por agências avaliadoras. Desta forma, as alçadas competentes avaliam a qualidade do crédito levando em consideração, entre outros aspectos, o ramo de atuação do cliente, relacionamento comercial, histórico financeiro com a Petrobras, sua situação financeira, assim definindo limites de crédito, os quais são monitorados.

b) Outros ativos financeiros

A qualidade do crédito de ativos financeiros classificados como caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários tem como base a classificação de risco concedida por agências avaliadoras Standard & Poor's, Moody's e Fitch. As informações sobre estes ativos financeiros, que não estão vencidos e sem evidências de perdas, estão dispostas a seguir:

	Caixa e equivalentes de caixa		Títulos e valores mobiliários	
	2019	2018	2019	2018
AAA	–	–	–	1
AA	1.053	811	–	–
A	1.173	8.421	–	–
BBB	41	51	–	–
BB	3.591	2.599	838	–
B	2	2	–	–
AAA.br	80	706	33	1.077
AA.br	1.224	1.299	48	58
A.br	–	–	–	–
BB.br	–	–	–	–
Outras classificações	208	10	27	–
	7.372	13.899	946	1.136

36.5. Risco de liquidez

O risco de liquidez é representado pela possibilidade de insuficiência de caixa ou outros ativos financeiros, para liquidar as obrigações nas datas previstas e é gerenciado pela companhia por meio de ações como: centralização do caixa do sistema, otimização das disponibilidades e redução da necessidade de capital de giro; manutenção de um caixa robusto que assegure a continuidade dos investimentos e o cumprimento das obrigações de curto prazo, mesmo em condições adversas de mercado; bem como por meio do alongamento do prazo médio de vencimento das dívidas, da ampliação das fontes de financiamento, explorando a capacidade dos mercados doméstico e internacional (novos produtos de captação de recursos e em novos mercados), além da utilização de recursos oriundos do programa de desinvestimento.

A companhia avalia regularmente as condições do mercado e pode realizar transações de recompra de seus títulos ou de suas subsidiárias no mercado de capitais internacional, por diversos meios, incluindo ofertas de recompra, resgates de títulos e/ou operações em mercado aberto, desde que estejam em linha com a estratégia de gerenciamento de passivos da companhia, que visa a melhoria do perfil de amortização e do custo da dívida.

O fluxo nominal (não descontado) de principal e juros dos financiamentos, por vencimento, é apresentado a seguir:

Vencimento	2020	2021	2022	2023	2024	2025 em diante	Em 31 de dezembro de 2019	Em 31 de dezembro de 2018
Principal	3.551	4.217	4.829	8.139	8.627	35.921	65.284	85.279
Juros	3.295	3.201	3.024	2.738	2.354	29.247	43.859	51.359
Total	6.846	7.418	7.853	10.877	10.981	65.168	109.143	136.638

36.6. Seguros

Para proteção do seu patrimônio a Petrobras transfere, por meio da contratação de seguros, os riscos que, na eventualidade de ocorrência de sinistros, possam acarretar prejuízos que impactem, significativamente, o patrimônio da companhia, bem como os riscos sujeitos a seguro obrigatório, seja por disposições legais ou contratuais. Para esses seguros contratados a companhia ainda assume parcela de seu risco, por meio de franquias que podem chegar ao montante equivalente a US$ 180. Os demais riscos são objeto de autosseguro, com a Petrobras, intencionalmente, assumindo o risco integral, sem a contratação de uma cobertura de seguros.

Adicionalmente, a companhia possui compromissos de indenidade conforme detalhado na nota explicativa 30.

As informações principais sobre a cobertura de seguros vigente em 31 de dezembro de 2019 podem ser assim demonstradas:

Ativo	Tipos de cobertura	Importância segurada
Instalações, equipamentos e produtos em estoque	Incêndio, riscos operacionais e riscos de engenharia	140.248
Navios-tanque e embarcações auxiliares	Cascos	3.212
Plataformas fixas, sistemas flutuantes de produção e unidades de perfuração marítimas	Riscos de petróleo	27.505
Total		170.965

A Petrobras não faz seguros de lucros cessantes, automóveis e da malha de dutos no Brasil.

37. Partes relacionadas

A Companhia possui uma política de transações com partes relacionadas, que é revisada e aprovada anualmente pelo Conselho de Administração e é aplicável a todo o Grupo Petrobras, de acordo com o estatuto social da Companhia.

Para garantir que os objetivos da Companhia sejam alcançados e alinhá-los à transparência dos processos e às melhores práticas de governança corporativa, esta política orienta a Petrobras ao realizar transações com partes relacionadas e lidar com potenciais conflitos de interesse nessas transações, com base nas seguintes premissas e provisões:

- Priorização dos interesses da companhia independente da contraparte no negócio;
- Aplicação de condições estritamente comutativas, prezando pela transparência, equidade e interesses da companhia;
- Cumprimento das condições de mercado, principalmente no que diz respeito a termos, preços e garantias ou com pagamento compensatório adequado;
- Divulgação precisa e oportuna de acordo com as autoridades aplicáveis.

O Comitê de Auditoria deve aprovar antecipadamente as transações entre a Companhia e seus associados, o Governo Federal Brasileiro, incluindo seus órgãos ou órgãos similares e entidades controladas, levando em consideração a materialidade estabelecida por esta política. O Comitê de Auditoria se reporta mensalmente ao Conselho de Administração.

As transações com entidades controladas pelo pessoal-chave da gerência ou por seus familiares próximos também são aprovadas com antecedência pelo Comitê de Auditoria, independentemente do valor envolvido.

As transações com o Governo Federal brasileiro, incluindo seus órgãos ou órgãos similares e entidades controladas, que estão sob o escopo da aprovação do Conselho de Administração, devem ser precedidas pela avaliação do Comitê de Auditoria e do Comitê de Acionistas Minoritários e devem ter aprovação prévia de, pelo menos, 2/3 dos conselheiros.

A política de transações com partes relacionadas também visa garantir um processo de tomada de decisão adequado e diligente para a gerência-chave da Companhia.

37.1. Transações com empreendimentos em conjunto, coligadas, entidades governamentais e fundos de pensão

A companhia realiza, e espera continuar a realizar, negócios no curso normal de várias transações com seus empreendimentos em conjunto, coligadas, fundos de pensão, bem como com seu acionista controlador, o governo federal brasileiro, que inclui transações com os bancos e outras entidades sob o seu controle, tais como financiamentos e serviços bancários, gestão de ativos e outras.

As transações significativas resultaram nos seguintes saldos:

	31.12.2019		31.12.2018	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas				
Petrobras Distribuidora (BR)	224	47	–	–
Transportadoras de gás	150	717	92	336
Distribuidoras estaduais de gás natural	338	104	307	114
Empresas do setor petroquímico	47	29	90	7
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	35	203	193	408
Subtotal	794	1.100	682	865
Entidades governamentais				
Títulos públicos federais	1.580	–	1.958	–
Bancos controlados pela União Federal	8.584	4.904	7.445	10.332
Setor elétrico (nota explicativa 13.4)	334	–	4.400	–
Contas petróleo e álcool - créditos junto à União Federal	304	–	307	–
Subvenção do Diesel	–	–	400	–
União Federal (Dividendos)	–	417	–	324
Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural – Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA	–	20	–	144
Outros	45	43	64	121
Subtotal	10.847	5.384	14.574	10.921
Planos de Pensão	60	110	59	96
Total	11.701	6.594	15.315	11.882
Circulante	2.849	1.904	4.345	2.528
Não circulante	8.852	4.690	10.970	9.354
Total	11.701	6.594	15.315	11.882

(*) Compra de petróleo bruto e gás natural e Acordos de Individualização da Produção (AIPs).

A seguir é apresentado o efeito no resultado das transações significativas :

	2019	2018	2017
	Jan-Dez	Jan-Dez	Jan-Dez
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas			
Petrobras Distribuidora (BR)	7.242	–	–
Transportadoras de gás	(1.858)	(932)	(1.040)
Distribuidoras estaduais de gás natural	2.812	2.306	2.203
Empresas do setor petroquímico	2.926	3.762	3.847
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	208	36	407
Subtotal	11.330	5.172	5.417
Entidades governamentais			
Títulos públicos federais	107	109	153
Bancos controlados pela União Federal	(652)	(902)	(1.466)
Setor elétrico (nota 5.4)	300	1.713	643
Contas petróleo e álcool - créditos junto à União Federal	8	92	1
Subvenção do Diesel	–	1.559	–
União Federal (Dividendos)	(4)	3	–
Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural – Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA	(110)	(461)	–
Outros	(130)	144	227
Subtotal	(482)	2.257	(442)
Total	10.848	7.429	4.975
Receitas, principalmente de vendas	13.748	8.733	7.517
Compras e serviços	(2.591)	(2.239)	(1.588)
Variações monetárias e cambiais líquidas	(395)	(316)	239
Receitas (despesas) financeiras líquidas	87	1.251	(1.193)
Total	10.848	7.429	4.975

Em adição às transações acima apresentadas, a Petrobras e a União assinaram, em 2010, o Contrato de Cessão Onerosa, pelo qual a União cedeu à Petrobras o direito de exercer as atividades de pesquisa e lavra de hidrocarbonetos na área do pré-sal, com produção limitada ao volume máximo de 5 bilhões de barris equivalentes de petróleo. Vide nota explicativa 9 para mais informações sobre o Contrato de Cessão Onerosa.

No decorrer do segundo trimestre de 2019, A Petrobras Transporte S.A. – Transpetro firmou contrato de prestação de serviços de apoio técnico ao transporte de gás com a empresa Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG, empresa coligada da Petrobras a partir de 13 de junho de 2019, por um prazo de dez anos.

Para mais informações sobre a venda da Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG, vide nota explicativa 9.

37.1.1. Programa de Subsídio ao Preço do Diesel

Em 2018, após a avaliação de risco, a Companhia aderiu ao Programa de Subsídio ao Preço do Diesel estabelecido pelo Governo Federal, especificamente para esse ano. Esse programa concedeu reembolsos aos produtores e importadores de diesel na medida em que seus preços de venda aos distribuidores domésticos fossem iguais ou inferiores aos preços determinados pela regulamentação relevante.

Até 31 de dezembro de 2018, a Companhia contabilizava US $ 1.415 como receita referente a vendas na segunda e terceira fases do programa. Desse montante, US $ 1.157 foram desembolsados para a Companhia em 2018 e o saldo remanescente até fevereiro de 2019.

37.1.2. Política contábil

Um subsídio do governo é reconhecido quando houver garantia razoável de que o subsídio será recebido e a Companhia cumprirá as condições associadas ao subsídio.

37.1.3. Contas de petróleo e álcool - contas a receber do governo federal brasileiro

De acordo com a Medida Provisória 2.181, de 24 de agosto de 2001, o Governo Federal brasileiro pode liquidar o saldo de contas a receber relacionadas às contas de Petróleo e Álcool usando Títulos do Tesouro Nacional em um valor igual ao saldo em aberto, ou permitir que a Companhia compense os saldos em aberto com valores a pagar ao Governo Federal, incluindo impostos a pagar, ou ambos.

Após várias tentativas de negociação na esfera administrativa, a Companhia entrou com uma ação em julho de 2011 para cobrar os recebíveis. Em outubro de 2016, o tribunal decidiu em favor da Companhia que negou o uso de uma alegada dívida da empresa liquidada do grupo, Petrobras Comércio Internacional S.A. - Interbrás, pelo Governo Federal, ao compensar o saldo devedor. Em julho de 2017, o Governo Federal brasileiro recorreu da decisão e, pouco depois, o Tribunal Regional Federal negou o recurso, sustentou a decisão mencionada a partir de 2016 e determinou a liquidação do valor devido pelo Governo Federal brasileiro, incluindo inflação desde agosto de 2011 com base no Índice Nacional de Preços ao Consumidor - IPCA e juros às taxas previstas na Justiça Federal Brasileira.

Em setembro de 2018, o Supremo Tribunal Federal decidiu sobre a inclusão da inflação em um valor a ser pago pelo Governo Federal brasileiro em relação a outro processo em que a Companhia não é parte. De acordo com essa decisão, esses encargos de inflação foram suspensos e esta decisão afeta todas as reivindicações semelhantes nas quais o Governo Federal brasileiro é parte.

Em outubro de 2019, o Superior Tribunal Federal (STF) negou provimento ao recurso do Governo Federal, mantendo a indexação da inflação pelo IPCA-E, de acordo com a decisão do TRF. Considerando que a decisão do STF mencionada acima ainda não se tornou definitiva e que o Governo Federal brasileiro pode contestar o Cumprimento da Sentença que a Petrobras apresentaria, a indexação ao IPCA-E, no valor de US$ 277 em 31 de dezembro de 2019, permanece não registrada pois é classificado como um ativo contingente.

Em 31 de dezembro de 2018, o saldo de recebíveis relacionados às contas de Petróleo e Álcool era de US$ 304 (US$ 307 em 31 de dezembro de 2018), registrado no ativo não circulante.

Em 1º de novembro de 2019, a Petrobras apresentou Conformidade com Sentença no processo, com a intenção de receber os valores devidos pelo Governo Federal. O processo está aguardando uma decisão do juiz e uma intimação do Governo Federal para prosseguir.

37.2. Membros chave da administração da companhia

Os critérios para remuneração de funcionários e diretores são estabelecidos com base na legislação trabalhista relevante e no Plano de Cargos, Salários e Benefícios e Vantagens da Companhia.

As remunerações de empregados, incluindo os ocupantes de funções gerenciais, e dirigentes da Petrobras relativas a dezembro de 2019 e 2018 foram as seguintes:

Remuneração do empregado (valores em US$ - dólares)	Dez/2019	Dez/2018
Menor remuneração	928	973
Remuneração média	4.985	4.961
Maior remuneração	26.602	27.219
Remuneração do dirigente da Petrobras (maior)	28.038	30.659

A remuneração dos Diretores e Membros do Conselho de Administração da controladora Petrobras, com base nas premissas regidas pela Secretaria de Administração e Governança das Empresas Estatais (SEST) e pelo Ministério de Minas Energia, é apresentado da seguinte forma:

	Jan-Dez/2019			Jan-Dez/2018		
	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total	Diretoria Executiva	Conselho de Administração	Total
Salários e benefícios	2,9	0,3	3,2	3,6	0,4	4,0
Encargos sociais	1,0	–	1,0	1,0	–	1,0
Previdência complementar	0,4	–	0,4	0,3	-	0,3
Remuneração variável	2,8	–	2,8	1,4	–	1,4
Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	0,4	–	0,4	0,5	–	0,5
Remuneração total	7,5	0,3	7,8	6,8	0,4	7,2
Remuneração total - pagamento realizado	6,0	–	6,0	4,9	0,4	5,3
Número de membros - média no período (*)	7,67	9,75	17,42	7,92	10,08	18,00
Número de membros remunerados - média no período (**)	7,67	5,00	12,67	7,92	6,00	13,92

(*) Corresponde à média do período do número de membros apurados mensalmente.
(**) Corresponde à média do período do número de membros remunerados apurados mensalmente.

No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2019, os encargos relacionados à remuneração dos conselheiros e diretores executivos do grupo Petrobras totalizaram US$ 15 (US$ 24,2 no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2018).

Em 30 de setembro de 2019, a Assembléia Geral Extraordinária da Companhia aprovou uma alteração na remuneração global dos diretores e membros do conselho, dada a criação da Diretoria Executiva de Transformação e Inovação Digital, fixando o limite de remuneração total em US$ 8,2 a partir de abril de 2019 até março de 2020.

A remuneração dos Comitês Consultivos para o Conselho de Administração é diferente da remuneração fixa estabelecida para os membros do Conselho e, portanto, não foi classificada como remuneração do pessoal-chave da administração da Petrobras.

De acordo com os regulamentos brasileiros aplicáveis às empresas controladas pelo Governo Federal, os membros do Conselho que também são membros do Comitê de Auditoria ou do Comitê de Auditoria do Conglomerado Petrobras são remunerados apenas em relação às suas funções no Comitê de Auditoria. A remuneração total referente a esses membros foi de US$ 431 mil no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 (US$ 507 mil com previdência social e encargos relacionados).

Em 2018, o Conselho de Administração aprovou o programa de remuneração variável (PRV) da Diretoria para o ano de 2018. O valor da remuneração a ser paga varia de acordo com o percentual de cumprimento das metas financeiras e operacionais. O programa prevê que as compensações sejam desembolsadas por cinco anos.

Compromisso de Indenidade

O estatuto social da companhia estabelece a obrigação de indenizar e manter indene seus administradores, membros com funções estatutárias e demais empregados e prepostos que legalmente atuem por delegação dos administradores da companhia, de forma a fazer frente a determinadas despesas relacionadas a processos arbitrais, judiciais ou administrativos que envolvam atos praticados no exercício de suas atribuições ou poderes, desde a data de sua posse ou do início do vínculo contratual com a companhia.

O período de abrangência do contrato iniciou em 18 de dezembro de 2018 e segue até a ocorrência dos eventos a seguir, o que acontecer por último: (i) o final do 5º (quinto) ano após a data em que o Beneficiário deixar, por qualquer motivo, de exercer o mandato, função ou cargo; (ii) o decurso do prazo necessário ao trânsito em julgado de qualquer Processo no qual o Beneficiário seja parte em razão da prática de Ato Regular de Gestão; ou (iii) o decurso do prazo prescricional previsto em lei para os eventos que possam gerar as obrigações de indenização pela Companhia, incluindo, mas não se limitando, ao prazo penal prescricional aplicável, ainda que tal prazo seja aplicado por autoridades administrativas. A exposição máxima estabelecida pela companhia (limite global para todas as eventuais indenizações) até abril de 2020 é de US$ 500.

Os contratos de indenidade não abarcarão: (i) atos que tenham cobertura de apólice de seguro contratada pela Companhia, conforme formalmente reconhecido e implementado pela seguradora (ii) houver a prática de atos fora do exercício regular das atribuições ou poderes dos Beneficiários; (iii) houver a prática de ato com má-fé, dolo, culpa grave ou fraude por parte dos Beneficiários; (iv) houver a prática de ato em interesse próprio ou de terceiros, em detrimento do interesse social da companhia; (v) houver a obrigação de pagamento de indenizações decorrentes de ação social prevista no artigo 159 da Lei 6.404/76 ou ao ressarcimento dos prejuízos de que trata o art. 11, § 5º, II da Lei nº 6.385/76; (vi) demais casos em que se configurar situação de manifesto conflito de interesse com a companhia. Vale destacar que após decisão final irrecorrível, se restar comprovado que o ato praticado pelo beneficiário não é passível de indenização, o beneficiário está obrigado a devolver à companhia os valores adiantados.

Em relação a potenciais conflitos de interesse, importante mencionar que a companhia contratará profissionais externos, de reputação ilibada, imparcial e independente, e com robusta experiência para analisar eventual pleito de indenização, de maneira a analisar se o ato será ou não passível de cobertura. Além disso, o beneficiário da cobertura está impedido de participar das reuniões ou discussões que versarem sobre a aprovação do pagamento de suas próprias despesas.

38. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa

	Jan-Dez/2019	Jan-Dez/2018
Informações adicionais aos fluxos de caixa		
Valores pagos e recebidos durante o período		
Imposto de renda retido na fonte de terceiros	1.165	839
Transações de investimentos e financiamentos que não envolvem caixa		
Aquisição de imobilizado a prazo	76	137
Arrendamento mercantil (*)	2.301	–
Constituição (reversão) de provisão para desmantelamento de áreas	5.497	4.777
Utilização de créditos fiscais e depósitos judiciais para pagamento de contingência	3	60

(*) Efeito da adoção do IFRS 16, nota explicativa 33.

39. Informação sobre Títulos Emitidos por Subsidiárias e Garantidos pela Petrobras

39.1. Petrobras Global Finance B.V. (PGF)

A Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras garante total e incondicionalmente os títulos de dívida emitidos pela Petrobras Global Finance BV (PGF), uma subsidiária 100% financeira da Petrobras. Não existem restrições significativas sobre a capacidade da Petrobras em obter recursos através da PGF.

Informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural (não auditado)

Estas informações adicionais sobre as atividades de exploração e produção de petróleo e gás da companhia foram elaboradas em conformidade com o Tópico de Codificação 932 da FASB. Os itens (i) a (iii) contêm informações sobre custos históricos, referentes aos custos incorridos em exploração, aquisição e desenvolvimento de áreas, custos capitalizados e resultados das operações. Os itens (iv) e (v) contêm informações sobre o volume de reservas provadas estimadas líquidas, a mensuração padronizada dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados relativos às reservas provadas e mudanças das estimativas dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados.

A companhia, em 31 de dezembro de 2019, mantém atividades principalmente no Brasil, além de atividades na Argentina, Colômbia e Bolívia, na América do Sul. As informações apresentadas relativas a investidas por equivalência patrimonial se referem às operações da Petrobras Oil and Gas B.V. (PO&G) na Nigéria, África (nota explicativa 30.1), e às operações da joint venture, da qual a Murphy Exploration & Production Company (Murphy) tem 80 % de participação e a Petrobras America Inc. (PAI) tem 20 % de participação, nos Estados Unidos da América, América do Norte. A companhia divulga suas reservas de campos nos países Brasil, Estados Unidos da América, Nigéria e Argentina. As reservas de campos na Bolívia não são divulgadas, uma vez que a Constituição deste país não permite essa divulgação. Na Colômbia, nossas atividades são exploratórias, e, portanto, não há reservas associadas.

(i) Custos capitalizados relativos às atividades de produção de petróleo e gás

A companhia aplica o método dos esforços bem-sucedidos na contabilização dos gastos com exploração e desenvolvimento de petróleo e gás natural, conforme nota explicativa 26. Adicionalmente, as práticas contábeis adotadas para reconhecimento, mensuração e divulgação de ativos imobilizados e intangíveis são descritas nas notas explicativas 23.3 e 24.2.

A tabela a seguir apresenta o resumo dos custos capitalizados referentes às atividades de exploração e produção de petróleo e gás, juntamente com as correspondentes depreciação, depleção e amortização acumuladas, e provisões para abandono:

	Consolidado						
		Exterior					
	Brasil	América do Sul	América do Norte	Outros	Total	Total	Investimentos por Equivalência Patrimonial
31 de dezembro de 2019							
Reservas de petróleo e gás não provadas	23.063	117	–	–	117	23.180	–
Reservas de petróleo e gás provadas	81.063	135	–	–	135	81.198	4.202
Equipamentos de suporte	88.289	687	–	1	688	88.977	–
Custos capitalizados brutos	192.414	940	–	1	941	193.355	4.202
Depreciação, depleção e amortização	(51.332)	(581)	–	(1)	(582)	(51.914)	(1.690)
Custos capitalizados, líquidos	141.081	359	–	–	359	141.441	2.513
31 de dezembro de 2018							
Reservas de petróleo e gás não provadas	5.999	112	–	–	112	6.111	–
Reservas de petróleo e gás provadas	88.572	144	–	–	144	88.716	4.091
Equipamentos de suporte	83.822	649	–	389	1.038	84.860	6
Custos capitalizados brutos	178.393	905	–	389	1.294	179.687	4.097
Depreciação, depleção e amortização	(60.890)	(544)	–	(29)	(573)	(61.463)	(1.410)
Custos capitalizados, líquidos	117.503	361	–	360	721	118.224	2.687
31 de dezembro de 2017							
Reservas de petróleo e gás não provadas	5.803	109	–	–	109	5.912	–
Reservas de petróleo e gás provadas	96.195	111	4.656	–	4.767	100.962	3.134
Equipamentos de suporte	86.021	606	81	392	1.079	87.100	6
Custos capitalizados brutos	188.019	826	4.737	392	5.955	193.974	3.140
Depreciação, depleção e amortização	(63.245)	(504)	(2.217)	(12)	(2.733)	(65.978)	(1.287)
Custos capitalizados, líquidos	124.774	322	2.520	380	3.222	127.996	1.853

(ii) Custos incorridos na aquisição, exploração e desenvolvimento de campos de petróleo e gás

Os custos incorridos incluem valores reconhecidos no resultado e capitalizados, conforme demonstrado a seguir:

	Consolidado						
		Exterior					
	Brasil	América do Sul	América do Norte	Outros	Total	Total	Investimentos por Equivalência Patrimonial
Em 31 de dezembro de 2019							
Aquisição de campos com reservas:							
Provadas	–	–	–	–	–	–	–
Não provadas	16.670	–	–	–	–	16.670	–
Custos de exploração	1.069	11	–	–	11	1.080	3
Custos de desenvolvimento	6.819	6	–	–	6	6.825	150
Total	24.558	17	–	–	17	24.575	153
Em 31 de dezembro de 2018							
Aquisição de campos com reservas:							
Provadas	–	–	–	–	–	–	–
Não provadas	832	–	–	–	–	832	–
Custos de exploração	776	10	1	–	11	787	5
Custos de desenvolvimento	9.685	32	229	–	261	9.946	252
Total	11.293	43	230	–	272	11.565	257
Em 31 de dezembro de 2017							
Aquisição de campos com reservas:							
Provadas	–	–	–	–	–	–	–
Não provadas	903	–	–	–	–	903	–
Custos de exploração	1.223	33	4	–	37	1.260	4
Custos de desenvolvimento	11.553	23	230	–	253	11.806	294
Total	13.679	56	234	–	290	13.969	298

(iii) Resultados das atividades de produção de petróleo e gás

Os resultados das operações da companhia referentes às atividades de produção de petróleo e gás natural para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017 são apresentados na tabela a seguir. A companhia transfere substancialmente toda a sua produção nacional de petróleo bruto e gás natural para o seu segmento de RTC no Brasil. Os preços de transferência calculados através da metodologia adotada pela companhia podem não ser indicativos do preço que a companhia poderia conseguir pelo produto se o mesmo fosse comercializado em um mercado à vista não regulado. Além disso, os preços calculados através dessa metodologia também podem não ser indicativos dos preços futuros a serem realizados pela companhia. Os preços adotados para gás natural são aqueles contratados com terceiros.

Os custos de produção são os custos de extração incorridos para operar e manter poços produtivos e os correspondentes equipamentos e instalações, que incluem custos de mão-de-obra, de materiais, suprimentos, combustível consumido nas operações e o custo de operação de unidades de processamento de gás natural.

As despesas de exploração incluem os custos de atividades geológicas e geofísicas e de projetos sem viabilidade econômica. As despesas de depreciação, depleção e amortização referem-se aos ativos empregados nas atividades de exploração e de desenvolvimento. De acordo com o Tópico de Codificação 932 da SEC – Atividades de Extração - Petróleo e Gás Natural, o imposto de renda se baseia nas alíquotas nominais, considerando as deduções permitidas. Despesas e receitas financeiras não foram contempladas nos resultados a seguir.

	Consolidado						
		Exterior					
	Brasil	América do Sul	América do Norte	Outros	Total	Total	Investimentos por Equivalência Patrimonial
Em 31 de dezembro de 2019							
Receitas operacionais líquidas:							
Vendas a terceiros	888	174	–	–	174	1.062	1.114
Intersegmentos	49.400	–	–	–	–	49.400	–
	50.288	174	–	–	174	50.462	1.114
Custos de produção	(15.749)	(69)	–	–	(69)	(15.818)	(124)
Despesas de exploração	(793)	(6)	–	–	(6)	(799)	(5)
Depreciação, exaustão e amortização	(11.436)	(37)	–	(13)	(50)	(11.486)	(292)
Impairment dos ativos de produção de petróleo e gás natural	(1.535)	–	–	(421)	(421)	(1.956)	–
Outras despesas operacionais	(1.420)	(13)	41	(34)	(6)	(1.426)	(20)
Resultado antes dos impostos	19.354	50	41	(468)	(377)	18.977	672
Imposto de renda e contribuição social	(6.579)	(17)	(14)	159	128	(6.451)	(229)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	12.775	33	27	(309)	(249)	12.526	443
Em 31 de dezembro de 2018							
Receitas operacionais líquidas:							
Vendas a terceiros	1.142	190	998	–	1.188	2.330	375
Intersegmentos	50.052	–	–	–	–	50.052	–
	51.194	190	998	–	1.188	52.382	375
Custos de produção	(19.741)	(77)	(152)	–	(229)	(19.970)	(40)
Despesas de exploração	(516)	(7)	(1)	–	(8)	(524)	(2)
Depreciação, exaustão e amortização	(8.716)	(40)	(221)	(21)	(282)	(8.998)	(109)
Impairment dos ativos de produção de petróleo e gás natural	(686)	–	(705)	–	(705)	(1.391)	
Outras despesas operacionais	(2.188)	(839)	(88)	(38)	(965)	(3.153)	(12)
Resultado antes dos impostos	19.347	(773)	(169)	(59)	(1.001)	18.346	212
Imposto de renda e contribuição social	(6.576)	263	57	20	340	(6.236)	(162)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	12.771	(510)	(112)	(39)	(661)	12.110	50
Em 31 de dezembro de 2017				(340)			
Receitas operacionais líquidas:							
Vendas a terceiros	482	215	725	–	940	1.422	443
Intersegmentos	40.762	–	–	–	–	40.762	–
	41.244	215	725	–	940	42.184	443
Custos de produção	(17.894)	(71)	(163)	–	(234)	(18.128)	(51)
Despesas de exploração	(686)	(37)	(77)	–	(114)	(800)	1
Depreciação, exaustão e amortização	9.466	(44)	(302)	(8)	(354)	(9.820)	(123)
Impairment dos ativos de produção de petróleo e gás natural	169	(13)	(113)	–	(126)	43	–
Outras despesas operacionais	(2.571)	(12)	(125)	(274)	(411)	(2.982)	(19)
Resultado antes dos impostos	10.796	38	(55)	(282)	(299)	10.497	251
Imposto de renda e contribuição social	3.672	(13)	18	96	101	(3.571)	(98)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	7.124	25	(37)	(186)	(198)	6.926	153

(iv) Informações sobre reservas

Conforme apresentado na nota explicativa 4.1, as reservas provadas de petróleo e gás natural são os volumes de petróleo e gás natural que, mediante análise de dados de geociências e de engenharia, podem ser estimadas com razoável certeza como sendo, a partir de uma determinada data, economicamente recuperáveis de reservatórios conhecidos e com as condições econômicas, técnicas operacionais e normas governamentais existentes, até o vencimento dos contratos que preveem o direito de operação, salvo se evidências deem razoável certeza da renovação. O projeto de extração dos hidrocarbonetos deve ter sido iniciado ou deve-se ter razoável certeza de que o projeto será iniciado dentro de um prazo razoável. Estas estimativas de reservas de petróleo e gás natural requerem um elevado nível de julgamento e complexidade, e influenciam diferentes itens das Demonstrações Financeiras da companhia.

As reservas provadas líquidas de petróleo e gás natural estimadas pela companhia e as correspondentes movimentações para os exercícios de 2019, 2018 e 2017 estão apresentadas no quadro a seguir. As reservas provadas foram estimadas em conformidade com as definições de reservas da Securities and Exchange Commission.

Reservas provadas desenvolvidas de petróleo e gás são reservas provadas passíveis de serem recuperadas: (i) por meio de poços, equipamentos e métodos operacionais existentes ou em que o custo dos equipamentos necessários é relativamente menor comparado com o custo de um novo poço; e (ii) por meio de equipamentos de extração instalados e infraestrutura em operação no momento da estimativa das reservas, caso a extração seja feita por meios que não incluam um poço.

Em alguns casos, há a necessidade de novos investimentos substanciais em poços adicionais e equipamentos para recuperação dessas reservas provadas, que são chamadas de reservas provadas não desenvolvidas.

As estimativas das reservas estão sujeitas a variações em função de incertezas técnicas do reservatório e alterações nos cenários econômicos.

Os quadros a seguir apresentam um resumo das movimentações anuais nas reservas provadas de óleo (em milhões de barris):

		Exterior					
Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas (*)	**Óleo no Brasil**	**América do Sul**	**América do Norte**	**África**	**Total de Óleo no Exterior**	**Óleo Sintético no Brasil**	**Total de todos os produtos**
Reservas em 31.12.2016	8.063,0	0,8	96,4	–	97,3	6,8	8.167,1
Revisão de estimativas anteriores	649,3	0,3	31,4	–	31,7	0,2	681,1
Extensões e descobertas	69,1	0,3	–	–	0,3	–	69,4
Recuperação melhorada	212,7	–	–	–	–	–	212,7
Produção no ano	(744,6)	(0,2)	(13,2)	–	(13,4)	(1,0)	(759,0)
Reservas em 31.12.2017 (1)	8.249,4	1,2	114,6	–	115,8	6,0	8.371,3
Transferência por perda de controle (2)	–	–	(100,4)	–	(100,4)	–	(100,4)
Revisão de estimativas anteriores	342,7	–	–	–	–	(0,3)	342,5
Extensões e descobertas	308,5	0,6	–	–	0,6	–	309,1
Recuperação melhorada	224,2	–	–	–	–	–	224,2
Vendas de reservas	(254,8)	–	–	–	–	–	(254,8)
Produção no ano	(701,3)	(0,3)	(14,3)	–	(14,5)	(0,9)	(716,8)
Reservas em 31.12.2018	8.168,7	1,6	–	–	1,6	4,8	8.175,1
Revisão de estimativas anteriores	718,8	–	–	–	–	–	718,8
Extensões e descobertas	17,5	–	–	–	–	3,6	21,1
Vendas de reservas	(68,3)	–	–	–	–	–	(68,3)
Produção no ano	(753,9)	(0,2)	–	–	(0,2)	(0,8)	(754,8)
Reservas em 31.12.2019	8.082,8	1,4	–	–	1,4	7,7	8.091,9

(1) Em 2017, o total de reservas provadas inclui 263,7 milhões de barris referentes a ativos

(2) Quantidades transferidas de entidades consolidadas para equivalência patrimonial devido a operação que resultou na constituição de uma joint venture com participação de 80% da Murphy Exploration & Production Company ("Murphy") e 20% da Petrobras America Inc ("PAI").

(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas - Equivalência Patrimonial (*)	Óleo no Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Total de Óleo no Exterior	Óleo Sintético no Brasil	Total de todos os produtos
Reservas em 31.12.2016	–	–	–	69,0	69,0	–	69,0
Revisão de estimativas anteriores	–	–	–	2,6	2,6	–	2,6
Produção no ano	–	–	–	(8,2)	(8,2)	–	(8,2)
Reservas em 31.12.2017	–	–	–	63,4	63,4	–	63,4
Transferência por perda de controle (2)	–	–	100,4	–	100,4	–	100,4
Revisão de estimativas anteriores	–	–	(0,9)	3,7	2,9	–	2,9
Vendas de reservas	–	–	(80,4)	–	(80,4)	–	(80,4)
Aquisição de reservas	–	–	7,9	–	7,9	–	7,9
Produção no ano	–	–	(0,4)	(7,3)	(7,7)	–	(7,7)
Reservas em 31.12.2018 (1)	–	–	26,6	59,8	86,4	–	86,4
Revisão de estimativas anteriores	–	–	0,7	(6,5)	(5,8)	–	(5,8)
Extensões e descobertas	–	–	–	0,6	0,6	–	0,6
Produção no ano	–	–	(4,7)	(12,3)	(16,9)	–	(16,9)
Reservas em 31.12.2019 (1)	–	–	22,7	41,6	64,2	–	64,2

(1) Em 2018, o total de reservas provadas inclui o valor de 59,8 milhões de barris referente a

(2) Quantidades transferidas de entidades consolidadas para equivalência patrimonial devido a operação que resultou na constituição de uma joint venture com participação de 80% da Murphy Exploration & Production Company ("Murphy") e 20% da Petrobras America Inc ("PAI").

(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

O quadro a seguir apresenta um resumo das movimentações anuais de reservas provadas de gás natural (em bilhões de pés cúbicos):

		Exterior					
Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas - Consolidado (*)	Gás natural no Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Total de gás natural no Exterior	Gás Sintético no Brasil	Total de todos os produtos
Reservas em 31.12.2016	8.394,0	113,9	87,2	–	201,1	9,2	8.604,3
Revisão de estimativas anteriores	(81,5)	19,5	(24,9)	–	(5,5)	0,1	(86,9)
Extensões e descobertas	37,4	41,0	–	–	41,0	–	78,4
Recuperação melhorada	204,2	–	–	–	–	–	204,2
Produção no ano	(877,9)	(14,2)	(21,3)	–	(35,5)	(1,2)	(914,6)
Reservas em 31.12.2017 (1)	7.676,1	160,2	40,9	–	201,1	8,1	7.885,3
Transferência por perda de controle (2)	–	–	(36,8)	–	(36,8)	–	(36,8)
Revisão de estimativas anteriores	737,2	–	–	–	–	(1,0)	736,2
Extensões e descobertas	136,8	70,1	–	–	70,1	–	206,9
Recuperação melhorada	207,6	–	–	–	–	–	207,6
Vendas de reservas	(165,5)	–	–	–	–	–	(165,5)
Produção no ano	(801,8)	(16,2)	(4,1)	–	(20,3)	(1,3)	(823,5)
Reservas em 31.12.2018	7.790,5	214,1	–	–	214,1	5,7	8.010,3
Revisão de estimativas anteriores	1.415,7	(42,3)	–	–	(42,3)	–	1.373,4
Extensões e descobertas	15,3	–	–	–	–	7,6	22,9
Vendas de reservas	(24,0)	–	–	–	–	–	(24,0)
Produção no ano	(816,9)	(15,5)	–	–	(15,5)	(1,2)	(833,7)
Reservas em 31.12.2019 (1)	8.380,6	156,3	–	–	156,3	12,1	8.549,0

(1) Em 2017, o total de reservas provadas inclui 173,7 bilhões de pés cúbicos referentes a ativos mantidos para venda.
(2) Quantidades transferidas de entidades consolidadas para equivalência patrimonial devido a operação que resultou na constituição de uma joint venture com participação de 80% da Murphy Exploration & Production Company ("Murphy") e 20% da Petrobras America Inc ("PAI").

(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas - Equivalência Patrimonial (*)	Gás natural no Brasil	América do Sul	América do Norte	África (1)	Total de gás natural no Exterior	Gás Sintético no Brasil	Total de todos os produtos
Reservas em 31.12.2016	–	–	–	12,5	12,5	–	12,5
Revisão de estimativas anteriores	–	–	–	5,7	5,7	–	5,7
Produção no ano	–	–	–	(0,9)	(0,9)	–	(0,9)
Reservas em 31.12.2017	–	–	–	17,3	17,3	–	17,3
Transferência por perda de controle (2)	–	–	36,8	–	36,8	–	36,8
Revisão de estimativas anteriores	–	–	(3,1)	34,8	31,8	–	31,8
Vendas de reservas	–	–	(29,7)	–	(29,7)	–	(29,7)
Aquisição de reservas	–	–	6,9	–	6,9	–	6,9
Produção no ano	–	–	(0,1)	(4,8)	(4,9)	–	(4,9)
Reservas em 31.12.2018 (1)	–	–	10,8	47,3	58,1	–	58,1
Revisão de estimativas anteriores	–	–	0,1	10,9	11,0	–	11,0
Extensões e descobertas	–	–	–	0,3	0,3	–	0,3
Produção no ano	–	–	(1,7)	(11,3)	(13,0)	–	(13,0)
Reservas em 31.12.2019 (1)	–	–	9,2	47,2	56,4	–	56,4

(1) Em 2018, o total de reservas provadas inclui o valor de 47,3 bilhões de pés cúbicos referente a ativos mantidos para venda (PO&G).

(2) Quantidades transferidas de entidades consolidadas para equivalência patrimonial devido a operação que resultou na constituição de uma joint venture com participação de 80% da Murphy Exploration & Production Company ("Murphy") e 20% da Petrobras America Inc ("PAI").
(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

A produção de gás natural apresentada nestas tabelas é o volume extraído de nossas reservas provadas, incluindo gás consumido nas operações e excluindo gás reinjetado. Nossas reservas provadas de gás divulgadas incluem volumes de gás consumido, que representam 34% de nossa reserva provada total de gás natural em 2019.

As tabelas abaixo resumem as informações sobre as mudanças nas reservas provadas de óleo e gás, em milhões de barris de óleo equivalente, das nossas entidades consolidadas e investidas por equivalência patrimonial para 2019, 2018 e 2017:

		Exterior					
Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas - Consolidado (*)	Óleo equivalente no Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Total de óleo equivalente no Exterior	Óleo equivalente sintético no Brasil	Total de todos os produtos
Reservas em 31.12.2016	9.462,0	19,8	111,0	–	130,8	8,3	9.601,1
Revisão de estimativas anteriores	635,7	3,5	27,2	–	30,7	0,2	666,6
Extensões e descobertas	75,4	7,1	–	–	7,1	–	82,5
Recuperação melhorada	246,7	–	–	–	–	–	246,7
Produção no ano	(891,0)	(2,6)	(16,7)	–	(19,3)	(1,2)	(911,4)
Reservas em 31.12.2017 (1)	9.528,8	27,9	121,5	–	149,3	7,4	9.685,5
Transferência por perda de controle (2)	–	–	(106,5)	–	(106,5)	–	(106,5)
Revisão de estimativas anteriores	465,6	–	–	–	–	(0,4)	465,2
Extensões e descobertas	331,3	12,3	–	–	12,3	–	343,6
Recuperação melhorada	258,8	–	–	–	–	–	258,8
Vendas de reservas	(282,4)	–	–	–	–	–	(282,4)
Produção no ano	(834,9)	(3,0)	(15,0)	–	(17,9)	(1,2)	(854,0)
Reservas em 31.12.2018 (1)	9.467,1	37,2	–	–	37,2	5,8	9.510,1
Revisão de estimativas anteriores	954,7	(7,0)	–	–	(7,0)	–	947,7
Extensões e descobertas	20,1	–	–	–	–	4,9	25,0
Vendas de reservas	(72,3)	–	–	–	–	–	(72,3)
Produção no ano	(890,0)	(2,8)	–	–	(2,8)	(1,0)	(893,8)
Reservas em 31.12.2019 (1)	9.479,6	27,4	–	–	27,4	9,7	9.516,7

(1) Em 2017, o total de reservas provadas inclui 292,7 milhões de barris de óleo equivalente referentes a ativos mantidos para venda.

(2) Quantidades transferidas de entidades consolidadas para equivalência patrimonial devido a operação que resultou na constituição de uma joint venture com participação de 80% da Murphy Exploration & Production Company ("Murphy") e 20% da Petrobras America Inc ("PAI").

(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

		Exterior					
Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas - Investidas por Equivalência Patrimonial (*)	**Óleo equivalente no Brasil**	**América do Sul**	**América do Norte**	**Africa (1)**	**Total de óleo equivalente no Exterior**	**Óleo equivalente sintético no Brasil**	**Total de todos os produtos**
Reservas em 31.12.2016	–	0,0	–	71,1	71,1	–	71,1
Revisão de estimativas anteriores	–	–	–	3,5	3,5	–	3,5
Produção no ano	–	–	–	(8,3)	(8,3)	–	(8,3)
Reservas em 31.12.2017	–	–	–	66,3	66,3	–	66,3
Transferência por perda de controle (2)	–	–	106,5	–	106,5	–	106,5
Revisão de estimativas anteriores	–	–	(1,4)	9,6	8,2	–	8,2
Vendas de reservas	–	–	(85,4)	–	(85,4)	–	(85,4)
Aquisição de reservas	–	–	9,1	–	9,1	–	9,1
Produção no ano	–	–	(0,5)	(8,1)	(8,6)	–	(8,6)
Reservas em 31.12.2018	–	–	28,4	67,7	96,1	–	96,1
Revisão de estimativas anteriores	–	–	0,7	(4,7)	(4,0)	–	(4,0)
Extensões e descobertas	–	–	–	0,6	0,6	–	0,6
Produção no ano	–	–	(4,9)	(14,1)	(19,1)	–	(19,1)
Reservas em 31.12.2019 (1)	–	–	24,2	49,5	73,6	–	73,6

(1) Em 2018, o total de reservas provadas inclui o valor de 67,7 milhões de barris de óleo equivalente referente a ativos mantidos para venda.

(2) Quantidades transferidas de entidades consolidadas para equivalência patrimonial devido a operação que resultou na constituição de uma joint venture com participação de 80% da Murphy Exploration & Production Company ("Murphy") e 20% da Petrobras America Inc ("PAI").

(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

		Exterior					
Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas - Consolidado e Investidas por Equivalência Patrimonial (*)	**Óleo equivalente no Brasil**	**América do Sul**	**América do Norte**	**África**	**Total de óleo equivalente no Exterior**	**Óleo equivalente sintético no Brasil**	**Total de todos os produtos**
Reservas em 31.12.2016	9.462,0	19,8	111,0	71,1	201,8	8,3	9.672,2
Revisão de estimativas anteriores	635,7	3,5	27,2	3,5	34,3	0,2	670,1
Extensões e descobertas	75,4	7,1	–	–	7,1	–	82,5
Recuperação melhorada	246,7	–	–	–	–	–	246,7
Produção no ano	(891,0)	(2,6)	(16,7)	(8,3)	(27,7)	(1,2)	(919,8)
Reservas em 31.12.2017 (1)	9.528,8	27,9	121,5	66,3	215,6	7,4	9.751,7
Revisão de estimativas anteriores	465,6	–	(1,4)	9,6	8,2	(0,4)	473,3
Extensões e descobertas	331,3	12,3	–	–	12,3	–	343,6
Recuperação melhorada	258,8	–	–	–	–	–	258,8
Vendas de reservas	(282,4)	–	(85,4)	–	(85,4)	–	(367,8)
Aquisição de reservas	–	–	9,1	–	9,1	–	9,1
Produção no ano	(834,9)	(3,0)	(15,4)	(8,1)	(26,5)	(1,2)	(862,6)
Reservas em 31.12.2018 (1)	9.467,1	37,2	28,4	67,7	133,3	5,8	9.606,2
Revisão de estimativas anteriores	954,7	(7,0)	0,7	(4,7)	(11,0)	–	943,7
Extensões e descobertas	20,1	–	–	0,6	0,6	4,9	25,6
Vendas de reservas	(72,3)	–	–	–	–	–	(72,3)
Produção no ano	(890,0)	(2,8)	(4,9)	(14,1)	(21,9)	(1,0)	(912,8)
Reservas em 31.12.2019 (1)	9.479,6	27,4	24,2	49,5	101,1	9,7	9.590,4

(1) Em 2017, inclui 292,7 milhões de barris de óleo equivalente referentes a ativos mantidos para venda no Brasil; e em 2018, inclui o valor de 67,7 milhões de barris de óleo equivalente referente a ativos mantidos para venda na África (PO&G).

(2) Quantidades transferidas de entidades consolidadas para equivalência patrimonial devido a operação que resultou na constituição de uma joint venture com participação de 80% da Murphy Exploration & Production Company ("Murphy") e 20% da Petrobras America Inc ("PAI").

(*) Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos

Em 2019, incorporamos 943,7 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, compostas de:

(i) adição de 529,1 milhões de boe devido a revisões técnicas, principalmente associadas a boa performance e ao maior histórico de produção de reservatórios do pré sal da Bacia de Santos;

(ii) adição de 266,8 milhões de boe referente a revisões contratuais, incluindo o remanejamento de volumes devido à revisão do contrato da Cessão Onerosa, e a prorrogação de contratos de concessões no Brasil;

(iii) adição de 242,6 milhões de boe devido a aprovação de novos projetos nas Bacia de Santos, Campos e Espírito Santo; e

(iv) redução de 94,8 milhões de boe devido a revisões econômicas, principalmente em função da redução de preço.

Também incorporamos 25,6 milhões de boe em nossas reservas provadas devido a descobertas e extensões, principalmente no pré-sal da Bacia de Santos, e reduzimos 72,3 milhões de boe de nossas reservas provadas devido a vendas de reservas provadas.

Considerando a produção de 912,8 milhões de boe em 2019 e as variações acima, a reserva provada total da companhia resultou em 9.590,4 milhões de boe em 2019. A produção se refere a volumes que estavam incluídos nas nossas reservas e, portanto, não considera líquidos de gás natural, uma vez que a reserva é estimada em ponto de referência anterior ao processamento de gás, exceto nos Estados Unidos e na Argentina. A produção também não considera volumes de gás injetado, a produção de testes de longa duração (TLD's) em blocos exploratórios e a produção na Bolívia, uma vez que a Constituição Boliviana não permite a divulgação de reservas.

Em 2018, incorporamos 473,3 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, sendo 233,5 milhões de boe devido a revisões econômicas, principalmente em função do aumento do preço, e 239,9 milhões de boe principalmente devido a revisões técnicas, em função do bom desempenho dos reservatórios no pré-sal das bacias de Santos e Campos, ambas no Brasil. Além disso, incorporamos 258,8 milhões de boe em nossas reservas provadas resultantes de respostas positivas de recuperação suplementar (injeção de água) e 343,6 milhões de boe em nossas reservas provadas devido a descobertas e extensões, principalmente no pré-sal da Bacia de Santos.

Reduzimos 367,8 milhões de boe de nossas reservas provadas devido à venda de reservas e aumentamos 9,1 milhões em nossas reservas provadas devido a compras de reservas, resultando em um efeito líquido de redução de 358,7 milhões de boe em nossas reservas provadas devido à compra e venda.

Considerando a produção de 862,6 milhões de boe em 2018 e as variações acima, a reserva provada total da companhia resultou em 9.606,2 milhões de boe. Esta produção de 862,6 milhões de boe se refere a volumes que estavam incluídos nas nossas reservas e, portanto, não considera líquidos de gás natural (exceto na América do Norte), uma vez que a reserva é estimada em ponto de referência anterior ao processamento de gás, e também não considera a produção de testes de longa duração (TLD's) em blocos exploratórios e a produção na Bolívia, uma vez que a Constituição Boliviana proíbe a divulgação e o registro das reservas.

Em 2017, incorporamos 670,1 milhões de boe de reservas provadas por revisões de estimativas anteriores, sendo 355,4 milhões de boe devido a revisões de economicidade, principalmente em função do aumento do preço, e 314,7 milhões de boe devido a revisões técnicas, principalmente em função de melhor resposta de reservatórios dos sistemas de produção em operação no pré-sal, na Bacia de Santos e de Campos, ambas no Brasil.

Adicionalmente, incorporamos 246,7 milhões de boe em nossas reservas provadas resultante de respostas positivas do mecanismo de recuperação suplementar (injeção de água), e acrescentamos 82,5 milhões de boe em nossas reservas provadas devido a extensões e descobertas, principalmente na Bacia de Santos.

Considerando uma produção de 919,8 milhões de boe em 2017, a reserva provada total da companhia resultou em 9.751,7 milhões de boe.

Os quadros a seguir apresentam os volumes de reservas provadas desenvolvidas e das não desenvolvidas, líquidas, ou seja, refletindo a participação da Petrobras:

	2017				
	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Total de petróleo e gás
	(mmbbl)		(bncf)		(mmboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	4.282,2	6,0	4.515,9	8,1	5.042,2
América do Sul, exceto Brasil	0,7	–	56,7	–	10,2
América do Norte	72,1	–	24,2	–	76,1
Total Entidades Consolidadas	4.355,0	6,0	4.596,8	8,1	5.128,5
Investidas por Equivalência Patrimonial					
África	29,6	–	9,3	–	31,1

Total Investidas por equivalência patrimonial	29,6	–	9,3	–	31,1
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial (1)	4.384,6	6,0	4.606,0	8,1	5.159,6
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	3.967,2	–	3.160,2	–	4.493,9
América do Sul, exceto Brasil	0,5	–	103,5	–	17,7
América do Norte	42,6	–	16,7	–	45,3
Total Entidades Consolidadas	4.010,2	–	3.280,5	–	4.557,0
Investidas por Equivalência Patrimonial					
África	33,8	–	8,0	–	35,1
Total Investidas por equivalência patrimonial	33,8	–	8,0	–	35,1
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial (1)	4.044,0	–	3.288,5	–	4.592,1
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	**8.428,6**	**6,0**	**7.894,5**	**8,1**	**9.751,7**

(1) Inclui valores referentes a ativos mantidos para venda (37,1 milhões de barris de óleo e 44,7 bilhões de pés cúbicos de gás natural em reservas provadas desenvolvidas e 4,5 milhões de barris de óleo e 2,4 bilhões de pés cúbicos de gás natural em reservas provadas não desenvolvidas) na África (PO&G).

(2) Nas reservas de óleo da América do Sul estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 20,3% nas reservas desenvolvidas e 52,9% nas reservas não desenvolvidas. Nas reservas de óleo da América do Norte estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 3,8% nas reservas desenvolvidas e 5,3% nas reservas não desenvolvidas.

(*) Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos.

2018

	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Total de petróleo e gás
	(mmbbl)		(bncf)		(mmboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	4.339,5	4,8	4.807,0	5,7	5.146,4
América do Sul, exceto Brasil	1,0	–	83,5	–	15,0
Total Entidades Consolidadas	4.340,5	4,8	4.890,5	5,7	5.161,4
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (2)	20,0	–	8,3	–	21,4
África	30,9	–	27,6	–	35,5
Total Investidas por equivalência patrimonial	51,0	–	35,9	–	56,9
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial (1)	4.391,5	4,8	4.926,4	5,7	5.218,3
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	3.829,2	–	2.983,5	–	4.326,4
América do Sul, exceto Brasil	0,5	–	130,6	–	22,3
Total Entidades Consolidadas	3.829,7	–	3.114,1	–	4.348,7
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (2)	6,5	–	2,5	–	6,9
África	28,9	–	19,7	–	32,2
Total Investidas por equivalência patrimonial	35,4	–	22,2	–	39,1
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial (1)	3.865,1	–	3.136,3	–	4.387,9
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	**8.256,6**	**4,8**	**8.062,7**	**5,7**	**9.606,2**

(1) Inclui valores referentes a ativos mantidos para venda (30,9 milhões de barris de óleo e 27,6 bilhões de pés cúbicos de gás natural em reservas provadas desenvolvidas e 28,9 milhões de barris de óleo e 19,7 bilhões de pés cúbicos de gás natural em reservas provadas não desenvolvidas) na África (PO&G).

(2) Nas reservas de óleo da América do Norte, estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 4,2% nas reservas desenvolvidas e 3,6% nas reservas não desenvolvidas.

(*) Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos.

	2019				
	Óleo Bruto	Óleo Sintético	Gás Natural	Gás Sintético	Total de petróleo e gás
	(mmbbl)		(bncf)		(mmboe)
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	4.999,1	7,7	5.715,6	12,1	5.961,4
América do Sul, exceto Brasil (2)	0,9	–	66,9	–	12,1
Total Entidades Consolidadas	5.000,0	7,7	5.782,5	12,1	5.973,5
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (2)	18,2	–	7,0	–	19,4
África	37,1	–	44,7	–	44,6
Total Investidas por equivalência patrimonial	55,3	–	51,7	–	64,0
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial (1)	5.055,3	7,7	5.834,3	12,1	6.037,4
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas (*):					
Entidades Consolidadas					
Brasil	3.083,7	–	2.665,0	–	3.527,9
América do Sul, exceto Brasil (2)	0,5	–	89,3	–	15,4
Total Entidades Consolidadas	3.084,2	–	2.754,3	–	3.543,3
Investidas por Equivalência Patrimonial					
América do Norte (2)	4,4	–	2,2	–	4,8
África	4,5	–	2,4	–	4,9
Total Investidas por equivalência patrimonial	8,9	–	4,6	–	9,7
Total Consolidadas e Investidas por eq. Patrimonial (1)	3.093,1	–	2.759,0	–	3.552,9
Total reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas)	**8.148,4**	**7,7**	**8.593,2**	**12,1**	**9.590,4**

(1) Inclui valores referentes a ativos mantidos para venda (37,1 milhões de barris de óleo e 44,7 bilhões de pés cúbicos de gás natural em reservas provadas desenvolvidas e 4,5 milhões de barris de óleo e 2,4 bilhões de pés cúbicos de gás natural em reservas provadas não desenvolvidas) na África (PO&G).

(2) Nas reservas de óleo da América do Sul estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 20,3% nas reservas desenvolvidas e 52,9% nas reservas não desenvolvidas. Nas reservas de óleo da América do Norte estão incluídos volumes de líquido de gás natural, com representação de 3,8% nas reservas desenvolvidas e 5,3% nas reservas não desenvolvidas.

(*) Aparentes diferenças nas somas são decorrentes de arredondamentos.

(v) Mensuração padronizada dos fluxos de caixa futuros descontados líquidos relacionados a volumes provados de petróleo e gás e correspondentes movimentações

A mensuração padronizada dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados, referentes às reservas provadas de petróleo e gás natural mencionadas anteriormente, é feita em conformidade com o Tópico de Codificação 932 da SEC – Atividades de Extração - Petróleo e Gás Natural.

As estimativas de futuras entradas de caixa da produção são calculadas pela aplicação do preço médio durante o período de 12 meses anterior à data de fechamento, determinado como uma média aritmética não ponderada do primeiro preço de cada mês dentro desse período, a menos que os preços sejam definidos por acordos contratuais, excluindo indexadores baseados em condições futuras. As variações nos preços futuros se limitam às variações previstas em contratos existentes no fim de cada exercício. Os custos futuros de desenvolvimento e produção correspondem aos dispêndios futuros estimados necessários para desenvolver e extrair as reservas provadas estimadas no fim do exercício com base em indicações de custo no fim do exercício, tendo como premissa a continuidade das condições econômicas no fim do exercício. A estimativa de imposto de renda futuro é calculada utilizando as alíquotas oficiais em vigor no fim do exercício. No Brasil, em conjunto com o imposto de renda, inclui-se contribuições sociais futuras. Os valores apresentados como despesas futuras de imposto de renda incluem deduções permitidas, às quais se aplica as alíquotas oficiais. Os fluxos de caixa futuros descontados líquidos são calculados utilizando fatores de desconto de 10%, aplicados ao meio do ano. Esse fluxo de caixa futuro descontado requer estimativas de quando os dispêndios futuros serão incorridos e de quando as reservas serão extraídas, ano a ano.

A avaliação determinada pelo Tópico de Codificação 932 da SEC requer a adoção de premissas em relação ao momento de ocorrência e ao valor dos custos de desenvolvimento e produção futuros. Os cálculos são feitos no dia 31 de dezembro de cada exercício e não devem ser utilizados como indicativos dos fluxos de caixa futuros da Petrobras ou do valor das suas reservas de petróleo e gás natural.

	Consolidado					
		Exterior				
	Brasil (2)	América do Sul	América do Norte	Total	Total	Investimentos por Equivalência Patrimonial (3)
Em 31 de dezembro de 2019						
Fluxos de caixa futuros	535.788	609	–	609	536.397	4.045
Custo de produção futuros	(272.381)	(285)	–	(285)	(272.666)	(1.349)
Custo de desenvolvimento futuros	(34.346)	(141)	–	(141)	(34.487)	(515)
Despesa futura de imposto de renda	(86.012)	(31)	–	(31)	(86.044)	(438)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	143.049	152	–	152	143.200	1.743
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados (1)	(54.928)	(83)	–	(83)	(55.010)	(332)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	88.121	69	–	69	88.190	1.412
Em 31 de dezembro de 2018						
Fluxos de caixa futuros	601.754	1.112	-	1.112	602.866	5.998
Custo de produção futuros	(269.942)	(425)	-	(425)	(270.367)	(1.570)
Custo de desenvolvimento futuros	(34.119)	(218)	-	(218)	(34.337)	(520)
Despesa futura de imposto de renda	(111.522)	(91)	-	(91)	(111.613)	(1.006)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	186.171	379	-	379	186.549	2.903
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados (1)	(75.050)	(194)	-	(194)	(75.244)	(613)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	111.121	185	-	185	111.305	2.290
Em 31 de dezembro de 2017						
Fluxos de caixa futuros	439.058	912	5.361	6.274	445.332	3.487
Custo de produção futuros	(213.037)	(412)	(2.291)	(2.703)	(215.740)	(857)
Custo de desenvolvimento futuros	(46.731)	(147)	(649)	(796)	(47.527)	(524)
Despesa futura de imposto de renda	(63.087)	(89)	(86)	(175)	(63.262)	(339)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	116.204	265	2.335	2.600	118.803	1.768
Desconto intermediário de 10% dos fluxos de caixa estimados (1)	(52.516)	(138)	(707)	(845)	(53.361)	(474)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	63.687	126	1.628	1.755	65.442	1.294

(1) Capitalização semestral

(2) Inclui o valor de US$ 1.770 referentes a ativos classificados como mantidos para venda em 2017.
(3) Inclui o valor de US$ 1.675 referentes a ativos da PO&G classificados como mantidos para venda em 2018. Inclui o valor de US$ 1.047 referentes a ativos da PO&G classificados como mantidos para venda em 2019.

A Petrobras não registra reservas na Bolívia, uma vez que a Constituição deste país proíbe divulgação e registro de suas reservas.

(*)Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

Movimentação dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados:

	Consolidado					
		Exterior				
	Brasil(1)	América do Sul	América do Norte	Total	Total	Investimentos por Equivalência Patrimonial (2)
Em 01 de janeiro de 2019	111.121	185	–	185	111.305	2.290
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(34.522)	(65)	–	(65)	(34.587)	(792)
Custos de desenvolvimento incorridos	6.819	6	–	6	6.826	150
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(1.387)	–	–	–	(1.387)	–
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias de recuperabilidade, menos custos relacionados	385	–	–	–	385	–
Revisões de estimativas anteriores de volumes	18.317	(44)	–	(44)	18.273	8
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	(34.114)	(145)	–	(145)	(34.259)	(505)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(5.324)	60	–	60	(5.265)	(97)
Acréscimo de desconto	11.112	25	–	25	11.137	244
Variação líquida do imposto de renda	15.714	41	–	41	15.755	363
Outros - não especificados	–	7	–	7	7	(249)
Em 31 de dezembro de 2019	88.121	69	–	69	88.190	1.412
Em 01 de janeiro de 2018	63.687	126	1.628	1.755	65.442	1.294
Transferências por perda de controle (3)	–	–	(1.428)	(1.428)	(1.428)	1.428
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(31.429)	(76)	(844)	(921)	(32.350)	(369)
Custos de desenvolvimento incorridos	9.685	32	229	261	9.946	252
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(4.773)	–	–	–	(4.773)	(1.770)
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias de recuperabilidade, menos custos relacionados	11.284	123	–	123	11.407	–
Revisões de estimativas anteriores de volumes	10.688	–	–	–	10.688	50
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	72.662	44	383	427	73.089	1.740
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	1.857	(76)	(118)	(194)	1.664	(93)
Acréscimo de desconto	6.369	19	150	169	6.537	129
Variação líquida do imposto de renda	(28.910)	(4)	–	(4)	(28.914)	(489)
Outros - não especificados	–	(4)	–	(4)	(4)	119
Em 31 de dezembro de 2018	111.121	185	–	185	111.305	2.290
Em 01 de janeiro de 2017	34.424	98	830	927	35.351	583
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(23.394)	(60)	(564)	(624)	(24.018)	(261)
Custos de desenvolvimento incorridos	11.553	23	230	253	11.806	294
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	–	–	–	–	–	–
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias de recuperabilidade, menos custos relacionados	4.187	69	–	69	4.256	–
Revisões de estimativas anteriores de volumes	8.264	37	443	480	8.744	51
Variação líquida de preços, preços de transferência e custos de produção	50.326	3	735	738	51.064	494
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(15.878)	(31)	(144)	(175)	(16.053)	(25)
Acréscimo de desconto	3.442	14	76	90	3.532	58
Variação líquida do imposto de renda	(9.237)	(18)	(2)	(20)	(9.257)	(92)
Outros - não especificados	–	(9)	25	16	16	190
Em 31 de dezembro de 2017	63.687	126	1.628	1.755	65.442	1.294

(1) O total de reservas provadas em 2017 inclui 263,7 milhões de barris relativos a ativos mantidos para venda.
(2) Quantidades transferidas de entidades consolidadas para equivalência patrimonial devido a operação que resultou na constituição de uma joint venture com participação de 80% da Murphy Exploration & Production Company ("Murphy") e 20% da Petrobras America Inc ("PAI").

(*)Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

Informações complementares sobre Interesse Público – Lei 13.303/16 (não auditado)

Em atendimento às exigências de divulgação de dados sobre as atividades que, observados os requisitos do artigo 3º do Estatuto Social da Petrobras, estão relacionadas à consecução dos fins de interesse público em condições diversas às de qualquer outra sociedade do setor privado que atue no mesmo mercado, resumimos a seguir os compromissos vigentes no ano de 2018:

I – PPT – Programa Prioritário de Termeletricidade

O Programa, instituído pelo Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, visou à implantação de usinas termelétricas. Estas usinas, integrantes do Programa Prioritário de Termeletricidade, fazem jus a suprimento de gás natural por um prazo de até 20 anos, com preço pré-estabelecido e reajustado pela inflação americana. O suprimento de gás para as usinas no âmbito deste programa, em 2019, gerou receitas de aproximadamente US$ 306 e custos de US$ 581, resultado este custeado pelo orçamento da companhia. Em 31 de dezembro de 2019, a companhia possuía contratos nessa modalidade com duas usinas e com uma terceira usina o fornecimento de gás natural ocorre por força de mandato judicial.

II– CONPET – Programa Nacional de Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural

O Programa, instituído por meio do Decreto de 18 de julho de 1991, visa promover o desenvolvimento de uma cultura antidesperdício no uso dos recursos naturais não renováveis. Participamos também do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE), em parceria com o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO), que visa estimular a produção e a utilização de aparelhos que utilizam gás; além de outras tratativas para elaboração de convênios com entidades para fins de monitoramento e orientação quanto a emissões veiculares. Em 2019, os custos associados ao CONPET, custeados pelo orçamento da companhia, foram considerados imateriais.

COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS DOS ESTADOS UNIDOS
WASHINGTON, DC, 20549

FORMULÁRIO 20 –F/A

RELATÓRIO ANUALDE ACORDO COM A SEÇÃO 13 OU 15 (D) DA LEI DO MERCADO DE CAPITAIS DE 1934

relativo ao exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2019
Número do Processo da Comissão 001-15106

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras
(Denominação exata da Requerente conforme especificado em seu ato constitutivo)

Brasilian Petroleum Corporation – Petrobras
(Tradução do nome da requerente para o inglês)

República Federativa do Brasil
(Jurisdição de constituição)

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

Andrea Marques de Almeida
Diretora Executiva da Área Financeira e de Relacionamento com Investidores
(55 21) 3224-4477 – dfinri@petrobras.com.br
Avenida República do Chile, 65 – 23º andar 20031-912 – Rio de Janeiro – RJ – Brasil
(Nome, telefone, email e/ou número de fax e endereço da pessoa de contato da companhia)

Valores mobiliários registrados ou a serem registrados de acordo com a Seção 12 (b) da Lei:

Título de cada classe:	Símbolo	Nome de cada bolsa de valores na qual estão registrados:
Ações Ordinárias da Petrobras, sem valor nominal*	—	Bolsa de Valores de Nova Iorque*
Ações Depositárias Americanas - ADS da Petrobras (evidenciadas por Recibos de Depósitos Americanos ou ADRs), cada uma representando duas Ações Ordinárias	—	Bolsa de Valores de Nova Iorque
Ações Preferenciais da Petrobras, sem valor nominal*	—	Bolsa de Valores de Nova Iorque*
Ações Depositárias Americanas da Petrobras (evidenciadas por Recibos de Depósitos Americanos), cada uma representando duas Ações Preferenciais	—	Bolsa de Valores de Nova Iorque
Notas Globais com Taxa Flutuante com vencimento em 2020, emitidas pela PGF**	PBR/20A	Bolsa de Valores de Nova Iorque
5,375% de Notas Globais com vencimento em 2021, emitidas pela PGF (sucessora da PifCo)	PBR/21	Bolsa de Valores de Nova Iorque
8,375% de Notas Globais com vencimento em 2021, emitidas pela PGF	PBR/21A	Bolsa de Valores de Nova Iorque
6,125% de Notas Globais com vencimento em 2022, emitidas pela PGF	PBR/22	Bolsa de Valores de Nova Iorque
4,375% de Notas Globais com vencimento em 2023, emitidas pela PGF	PBR/23	Bolsa de Valores de Nova Iorque
6,250% de Notas Globais com vencimento em 2024, emitidas pela PGF	PBR/24	Bolsa de Valores de Nova Iorque
5,299% de Notas Globais com vencimento em 2025, emitidas pela PGF	PBR/25	Bolsa de Valores de Nova Iorque
8,750% de Notas Globais com vencimento em 2026, emitidas pela PGF	PBR/26	Bolsa de Valores de Nova Iorque
7,375% de Notas Globais com vencimento em 2027, emitidas pela PGF	PBR/27	Bolsa de Valores de Nova Iorque
5,999% de Notas Globais com vencimento em 2028, emitidas pela PGF	PBR/28	Bolsa de Valores de Nova Iorque
5,750% de Notas Globais com vencimento em 2029, emitidas pela PGF	PBR/29	Bolsa de Valores de Nova Iorque
6,875% de Notas Globais com vencimento em 2040, emitidas pela PGF (sucessora da PifCo)	PBR/40	Bolsa de Valores de Nova Iorque
6,750% de Notas Globais com vencimento em 2041, emitidas pela PGF (sucessora da PifCo)	PBR/41	Bolsa de Valores de Nova Iorque

5,625% de Notas Globais com vencimento em 2043, emitidas pela PGF	PBR/43	Bolsa de Valores de Nova Iorque
7,250% de Notas Globais com vencimento em 2044, emitidas pela PGF	PBR/44	Bolsa de Valores de Nova Iorque
6,900% de Notas Globais com vencimento em 2049, emitidas pela PGF	PBR/49	Bolsa de Valores de Nova Iorque
6,850% de Notas Globais com vencimento em 2115, emitidas pela PGF	PBR/15	Bolsa de Valores de Nova Iorque

* Não para negociação, mas somente em conexão com o registro de Ações Depositárias Americanas, de acordo com as exigências da Bolsa de Nova Iorque.

** Esta série de notas venceu em março de 2020.

Valores mobiliários registrados ou a serem registrados de acordo com a Seção 12 (g) da Lei:

Nenhum

Títulos para os quais existe uma obrigação de apresentação de relatórios nos termos do Seção 15 (d) da Lei:

Nenhum

O número de ações em circulação de cada classe de ações em 31 de dezembro de 2019 foi:

7.442.231.382 de Ações Ordinárias da Petrobras, sem valor nominal

5.601.969.879 de Ações Preferenciais da Petrobras, sem valor nominal

Indique com um visto se a requerente é emissora experiente e conhecida, conforme definido pela Regra 405 da Lei de Mercado de Capitais

Sim ☐ Não ☑

Caso este relatório seja um relatório anual ou de transição, indique com um visto se a requerente não tem a obrigação de apresentar relatórios conforme a Seção 13 ou 15(d) da Lei de Mercado de Capitais de 1934.

Sim ☐ Não ☑

Indicar com um X se a requerente (1) registrou todos os relatórios que devem ser arquivados pela Seção 13 ou 15 (d) da Lei de Mercado de Capitais de 1934 durante os 12 meses precedentes (ou por um período mais curto que a requerente foi obrigada a apresentar desses relatórios) e (2) esteve sujeita a tais exigências de arquivamento nos últimos 90 dias.

Sim ☑ Não ☐

Indicar com um X se a requerente enviou eletronicamente todos os Arquivos de Dados Interativos que devem ser submetidos conforme a Regra 405 do Regulamento ST (parágrafo 232.405 deste capítulo) durante os 12 meses anteriores (ou por um período mais curto em que a requerente tenha sido instada a enviar tais arquivos).

Sim ☑ Não ☐

Indicar com um X se a requerente é declarante antecipada de grande porte, declarante antecipada, declarante não antecipada, ou uma sociedade de crescimento emergente. Veja as definições de “declarante antecipada de grande porte”, “declarante antecipada” e “sociedade de crescimento emergente” na Regra 12b-2 da Lei de Mercado de Capitais. (Marque uma):

Declarante antecipada de grande porte ☑ Declarante antecipada ☐ Declarante não antecipada ☐

Sociedade de crescimento emergente ☐

Se for uma sociedade de crescimento emergente que prepara suas demonstrações financeiras de acordo com o US GAAP, indicar com um X se a requerente optou por não usar o período de transição prorrogado para atender quaisquer normas contábeis financeiras novas ou revisadas de acordo com a Seção 13 (a) da Lei de Mercado de Capitais. ☐

Indique com um X qual base de contabilidade a requerente usou para preparar as demonstrações contábeis inclusas neste registro:

US GAAP ☐ Normas Internacionais para Relatórios Financeiros conforme emitidas pelo International Accounting Standards Board ☑ Outros ☐

Caso tenha marcado “Outros” na resposta à pergunta anterior, indique com um X qual item de demonstração contábil a requerente decidiu seguir.

Item 17 ☐ Item 18 ☐

Se este for um relatório anual, indique com um X se a requerente é uma sociedade de fachada (como definido na regra 12b-2 da Lei de Mercado de Capitais).

Sim ☐ Não ☑

NOTA EXPLICATIVA

Esta Emenda Nº 1 (“Emenda Nº 1”) ao Relatório Anual no Formulário 20-F da Petróleo Brasileiro SA — Petrobras (“Petrobras”) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019 arquivado em 23 de março de 2019 (o “Formulário 20-F Original”) está sendo apresentado apenas para corrigir um erro na data do relatório da empresa de auditoria independente, emitida pela KPMG Auditores Independentes (“KPMG”), contendo a opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas da Petrobras. Além disso, por consistência, esta Emenda Nº 1 revisa a data na referência a esse relatório, incluída no relatório da empresa de auditoria independente, emitida pela KPMG, contendo a opinião sobre o controle interno sobre os relatórios financeiros. As demonstrações financeiras consolidadas não foram modificadas em nenhum outro aspecto.

A Petrobras também está incluindo como Anexo 15.1 desta Emenda Nº 1 uma cópia do consentimento revisado pela empresa de auditoria independente KPMG, que reflete o relatório atualizado da empresa de auditoria independente KPMG, com data de 20 de março de 2020.

As páginas F do Formulário 20-F Original são revisadas por esta Emenda N º 1 da seguinte maneira, apenas para corrigir as datas nos relatórios da KPMG mencionados acima, nas páginas F-6 e F-7 (correspondente as páginas F-3 e F-10, na versão aqui arquivada), respectivamente:

KPMG Auditores Independentes
Rua do Passeio, 38 - Setor 2 - 17º andar - Centro
20021-290 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil
Caixa Postal 2888 - CEP 20001-970 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil
Telefone +55 (21) 2207-9400
kpmg.com.br

Parecer dos auditores independents registrados no PCAOB (*)

(Uma tradução livre do original em inglês)

Aos
Acionistas e ao Conselho de Administração da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras
Rio de Janeiro – RJ

Opinião sobre as Demonstrações Financeiras Consolidadas

Auditamos o balanço patrimonial consolidado da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras e subsidiárias ("Companhia") em 31 de dezembro 2019 e 2018, as respectivas demonstrações de resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para cada um dos anos no período de três anos findo em 31 de dezembro de 2019, e as respectivas notas explicativas (em conjunto denominadas "demonstrações financeiras consolidadas"). Em nossa opinião, as demonstrações financeiras consolidadas apresentam adequadamente, em todos os aspectos materiais, a posição financeira da Companhia em 31 de dezembro de 2019 e 2018, os resultados de suas operações e seus fluxos de caixa para cada um dos anos no período de três anos findo em 31 de dezembro de 2019, de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro emitidas pelo *International Accounting Standards Board*.

Também auditamos, de acordo as normas do Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias Abertas (Estados Unidos da América) (PCAOB – *Public Company Accounting Oversight Board*), os controles internos da Companhia referentes ao processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras consolidadas em 31 de dezembro de 2019, com base no critério estabelecido no *Internal Control – Integrated Framework (2013)* emitido pelo *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*, no qual emitimos uma opinião sem ressalvas, datada de 20 de março de 2020, sobre a efetividade dos controles internos da Companhia referentes ao processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras consolidadas.

Mudança de princípio contábil

Conforme nota 2.3 das demonstrações financeiras consolidadas, a Companhia alterou seu método de contabilização dos contratos de arrendamento mercantil a partir de 1º de janeiro de 2019, devido à adoção do IFRS 16 "Arrendamento".

KPMG Auditores Independentes, uma sociedade simples brasileira e firma-membro da rede KPMG de firmas-membro independentes e afiliadas à KPMG International Cooperative ("KPMG International"), uma entidade suíça.

KPMG Auditores Independentes, a Brazilian entity and a member firm of the KPMG network of independent member firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity.

Base para opinião
A administração da Companhia é responsável por essas demonstrações financeiras consolidadas. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras consolidadas com base em nossas auditorias. Nós somos auditores registrados no Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias Abertas (Estados Unidos da América) (PCAOB – *Public Company Accounting Oversight Board*) e requeridos a ser independentes da Companhia de acordo com as leis federais dos Estados Unidos sobre títulos e valores mobiliários e, regras e regulamentos aplicáveis a Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos e o PCAOB.

Conduzimos nossas auditorias de acordo com as normas do PCAOB. Estas normas requerem que uma auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras consolidadas não contêm erros materiais, seja por erro ou fraude. Nossas auditorias incluíram procedimentos para avaliar os riscos de erros materiais sobre estas demonstrações financeiras consolidadas, seja por erro ou fraude, e procedimentos para mitigar estes riscos. Tais procedimentos compreendem ainda a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados nas demonstrações financeiras consolidadas. Nossa auditoria também inclui a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela administração, bem como da apresentação das demonstrações financeiras consolidadas tomadas em conjunto.
Acreditamos que nossas auditorias proporcionam uma base adequada para emitirmos nossa opinião.

Assuntos críticos de auditoria
Os assuntos críticos de auditoria comunicados abaixo são assuntos que se refere a auditoria das demonstrações financeiras consolidadas do período corrente que foram comunicados ou requeridos a serem comunicados ao Comitê de Auditoria e que: (1) estão relacionados com contas ou divulgações que são materiais para as demonstrações financeiras consolidadas e (2) envolveram julgamentos desafiadores, subjetivos e complexos. A comunicação sobre os assuntos críticos de auditoria não alteram de maneira nenhuma nossa opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas tomadas em conjunto, e, por termos comunicado os assuntos críticos de auditoria abaixo, nós não emitimos opiniões separadas sobre os assuntos críticos de auditoria, ou sobre as contas contábeis e divulgações a que eles se referem.

Mensuração da obrigação atuarial dos planos de pensão com benefício definido e de saúde
Conforme Notas Explicativas 4.4 e 18 das demonstrações financeiras consolidadas em 31 de dezembro de 2019, a Companhia patrocina planos de pensão com benefício definido e planos de saúde que asseguram a complementação de benefícios de aposentadoria e assistência médica a seus empregados. Em 31 de dezembro de 2019, as obrigações destes planos de pensão e médico eram USD 26.494 milhões. A determinação da obrigação atuarial dos planos de pensão e saúde é dependente, em parte, da seleção de certas premissas atuariais. Tais premissas incluem a taxa de desconto e os custos médicos projetados. A Companhia contrata atuários externos para auxiliar no processo de avaliação das premissas atuariais e no cálculo da obrigação dos planos de pensão e de saúde.

Consideramos a mensuração da obrigação atuarial dos planos de pensão com benefício definido e de saúde como um assunto crítico de auditoria devido ao grau de subjetividade no julgamento do auditor. As taxas de desconto e os custos médicos projetados usados para

determinar a obrigação foram desafiadores para a auditoria, uma vez que uma mudança pequena nessas premissas tinham um impacto significativo na mensuração da obrigação atuarial dos planos de pensão com benefício definido e de saúde.

Os principais procedimentos efetuados para endereçar esse assunto crítico de auditoria incluíram os seguintes:

- nós testamos certos controles internos associados ao processo de estimar a obrigação dos planos de pensão e médicos. Esses incluíram controles relacionados com a preparação, revisão e aprovação das premissas de taxa de desconto e custos médicos projetados;

- nós avaliamos o escopo, competência e objetividade do atuário externo contratado para auxiliar na definição da estimativa de obrigação atuarial dos planos de pensão e de saúde. Isso incluiu a avalição da natureza e escopo do trabalho que eles foram contratados, e suas qualificações profissionais e experiências; e

- nós envolvemos profissionais atuariais com habilidades e conhecimentos, que nos auxiliaram na avalição da Companhia sobre as taxas de desconto e os custos médicos projetados, incluindo a comparação com dados obtidos de fontes externas.

Avaliação da redução ao valor recuperável dos ativos da unidade geradora de caixa de exploração e produção

Conforme Notas Explicativas 4.1(b), 4.2, 4.3 e 25 das demonstrações financeiras consolidadas em 31 de dezembro de 2019, para o teste de redução ao valor recuperável dos ativos, a Companhia identifica suas unidades geradoras de caixa ("UGC"), estima o valor recuperável de cada UGC, e compara com seus valores contabilizados. A estimativa do valor recuperável utiliza como base um fluxo de caixa projetado para cada UGC. O valor contábil da UGC de exploração e produção em 31 de dezembro de 2019 era de USD 106.189 milhões. Para o ano findo em 31 de dezembro de 2019, o valor da despesa com essa provisão relacionada com a UGC de exploração e produção era de USD 2.499 milhões.

Nós identificamos a avaliação do teste de redução ao valor recuperável da UGC de exploração e produção como um assunto crítico de auditoria pois existe um alto grau de complexidade e subjetividade no julgamento do auditor na avaliação das definições destas UGCs e na estimativa do valor recuperável. A definição das UGCs de exploração e produção considera fatores operacionais que impactam a interdependência entre os ativos de petróleo e gás. Essas interdependências alteram a agregação ou segregação de áreas de exploração e produção dentro das UGCs. As projeções de fluxo de caixa usadas para determinar os valores recuperáveis dos ativos dependem de certas premissas como: preço médio do petróleo (Brent); taxa de câmbio; gastos capitalizáveis e operacionais, e estimativas de volume e prazo de recuperação das reservas de petróleo e gás. O valor recuperável também é sensível a pequenas alterações na taxa de desconto. A avaliação dessas premissas requer julgamento significativo do auditor.

Os principais procedimentos efetuados para endereçar esse assunto crítico de auditoria incluíram os seguintes:

- nós testamos certos controles internos associados ao processo de determinação do valor recuperável da Companhia. Esses incluíram controles relacionados com a revisão e aprovação na determinação das UGCs pela Companhia, e das premissas-chave utilizadas na estimativa do valor recuperável;

- para as alterações nas UGCs de exploração e produção durante o exercício, analisamos os fatores operacionais considerados pela Companhia quando da definição das mudanças comparando-os com dados obtidos de fontes internas e externas;

- nós avaliamos a determinação da estimativa de volumes de recuperação das reservas de petróleo e gás, comparando com os volumes certificados por especialista externo contratado pela Companhia e com dados históricos de produção;

- nós avaliamos os gastos capitalizáveis e operacionais futuros comparando o mesmo com o último plano de negócios aprovado, e seus orçamentos de longo prazo; e

- nós avaliamos a habilidade da Companhia na preparação dos fluxos de caixa, comparando as projeções de fluxos de caixa anteriores com o resultado real do fluxo de caixa da Companhia para o exercício findo em 2019;

Adicionalmente, envolvemos profissionais de *Valuation* com habilidades e conhecimentos especializados, que nos auxiliaram na avalição das premissas-chave utilizadas no teste de *impairment* como a taxa de desconto, o preço médio do petróleo e gás natural (Brent) e as taxas de câmbio, comparando-as com fontes de mercado externas.

Análise das provisões e divulgações de certas causas trabalhistas, cíveis e tributárias
Conforme Notas Explicativas 4.5 e 19 das demonstrações financeiras consolidadas em 31 de dezembro de 2019, a Companhia é parte em processos judiciais de natureza tributária, civil e trabalhista, decorrentes do curso normal de suas atividades. A Companhia registra uma provisão para essas causas quando é provável a ocorrência de uma saída de caixa para quitação de uma obrigação presente, e quando a mesma pode ser razoavelmente estimada. A Companhia divulga uma contingência quando a probabilidade de perda da causa é considerada possível, ou quando a probabilidade é considerada provável mas não é possível estimar razoavelmente o valor de saída de caixa.

Identificamos a avaliação de certas causas a as provisões reconhecidas e/ou divulgadas como um assunto crítico de auditoria pois essas requerem julgamentos e esforços desafiadores do auditor devido à natureza subjetiva dessas estimativas e premissas. Especificamente julgamentos sobre a probabilidade de perda e a estimativa dos valores que seriam pagos em evento de perda.

Os principais procedimentos efetuados para endereçar esse assunto crítico de auditoria incluíram os seguintes:

- nós testamos certos controles internos associados ao processo de avaliação dos processos judiciais. Esses incluíram controles relacionados com a revisão e aprovação na determinação da probabilidade da saída de recurso, e da estimativa do valor envolvido, assim como controles relacionados com a divulgação nas demonstrações financeiras;

- nós avaliamos o escopo, competência e objetividade dos advogados, internos e externos, que definem a probabilidade de perda e a estimativa do valor de perda. Isso inclui a avalição da natureza e escopo do trabalho que eles foram contratados, suas qualificações e experiências profissionais;

- nós obtivemos e avaliamos as cartas recebidas diretamente dos advogados externos da Companhia, que incluem avaliações sobre as probabilidades de perda, e as estimativas de valores de perda. Para determinadas causas, nós comparamos essas avaliações e estimativas àquelas usadas pela Companhia, e avaliamos a suficiência adequação das divulgações efetuadas pela Companhia; e

- nós avaliamos a habilidade da Companhia na preparação dessas estimativas dos valore a serem pagos comparando uma amostra de valores pagos na resolução de causas no exercício, com as provisões reconhecidas no exercício anterior;

Estimativa de provisões para desmantelamento de áreas
Conforme Notas Explicativas 4.1(c), 4.6 e 20 das demonstrações financeiras consolidadas em 31 de dezembro de 2019, a provisão para desmantelamento reflete a obrigação de restaurar o meio ambiente e desmantelar e remover os estruturas de produção de petróleo e gás natural quando do abandono. Em 31 de dezembro de 2019, a provisão para desmantelamento de áreas era USD 17.460 milhões. A estimativa da Companhia para a provisão de desmantelamento de área inclui premissas relacionadas com a extensão da obrigação assumida para o reparo ambiental, e para o desmantelamento e remoção das estruturas utilizadas na produção de petróleo e gás natural, assim como o prazo e os custos estimados de abandono.

Identificamos a avaliação desta estimativa como um assunto crítico de auditoria devido a subjetividade no julgamento do auditor para a avaliação das premissas-chave usadas na estimativa como a extensão do trabalho de desmantelamento que será requerido pelo contrato e regulações, os critérios que serão atingidos quando o desmantelamento efetivamente ocorrer, e os custos e prazos dos pagamentos futuros que serão incorridos no processo de desmantelamento.

Os principais procedimentos efetuados para endereçar esse assunto crítico de auditoria incluíram os seguintes:

- nós testamos certos controles internos associados ao processo de determinação da estimativa de provisão para desmantelamento de áreas da Companhia. Esses incluíram controles relacionados com a preparação, revisão e aprovação das premissas-chave, incluindo estimativas do prazo para o abandono, e os custos estimados de desmantelamento;

- nós avaliamos a estimativa de prazo até o abandono usado pela Companhia;

- comparando as curvas de produção e vida útil das reservas utilizadas, com os volumes de reservas de petróleo e gás natural certificados por especialista externo contratado pela Companhia;

- nós avaliamos a estimativa do custo de desmantelamento comparando o mesmo com relatórios externos da indústria;

- nós avaliamos o escopo, competência e objetividade dos engenheiros internos que estimam as curvas de produção e vida útil das reservas de petróleo e gás natural, além do especialista externo contratado pela Companhia para certificar o volume de reservas. Isso inclui a avaliação da natureza e escopo do trabalho que foram contratados, suas qualificações e experiências profissionais;

- nós avaliamos a habilidade da Companhia na estimativa do custo de desmantelamento futuro comparando uma amostra de gastos reais incorridos em desmobilizações de instalações de produção de petróleo e gás durante o exercício com as provisões para desmantelamento de áreas registrada no exercício anterior;

/s/ KPMG Auditores Independentes

Nós somos os auditores da Companhia desde 2017.

KPMG Auditores Independentes
Rio de Janeiro – Brazil
Março 20, 2020

(*) Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias Abertas nos Estados Unidos ("*PCAOB - Public Company Accounting Oversight Board*")

KPMG Auditores Independentes
Rua do Passeio, 38 - Setor 2 - 17º andar - Centro
20021-290 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil
Caixa Postal 2888 - CEP 20001-970 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil
Telefone +55 (21) 2207-9400
kpmg.com.br

Parecer dos auditores independents registrados no PCAOB (*)

(Uma tradução livre do original em inglês)

Aos
Acionistas e ao Conselho de Administração da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras
Rio de Janeiro – RJ

Opinião sobre as Demonstrações Financeiras Consolidadas

Auditamos o balanço patrimonial consolidado da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras e subsidiárias ("Companhia") em 31 de dezembro 2019 e 2018, as respectivas demonstrações de resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para cada um dos anos no período de três anos findo em 31 de dezembro de 2019, e as respectivas notas explicativas (em conjunto denominadas "demonstrações financeiras consolidadas"). Em nossa opinião, as demonstrações financeiras consolidadas apresentam adequadamente, em todos os aspectos materiais, a posição financeira da Companhia em 31 de dezembro de 2019 e 2018, os resultados de suas operações e seus fluxos de caixa para cada um dos anos no período de três anos findo em 31 de dezembro de 2019, de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro emitidas pelo *International Accounting Standards Board*.

Também auditamos, de acordo as normas do Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias Abertas (Estados Unidos da América) (PCAOB – *Public Company Accounting Oversight Board*), os controles internos da Companhia referentes ao processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras consolidadas em 31 de dezembro de 2019, com base no critério estabelecido no *Internal Control – Integrated Framework (2013)* emitido pelo *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*, no qual emitimos uma opinião sem ressalvas, datada de 20 de março de 2020, sobre a efetividade dos controles internos da Companhia referentes ao processo de preparação e divulgação das demonstrações financeiras consolidadas.

Mudança de princípio contábil

Conforme nota 2.3 das demonstrações financeiras consolidadas, a Companhia alterou seu método de contabilização dos contratos de arrendamento mercantil a partir de 1º de janeiro de 2019, devido à adoção do IFRS 16 "Arrendamento".

KPMG Auditores Independentes, uma sociedade simples brasileira e firma-membro da rede KPMG de firmas-membro independentes e afiliadas à KPMG International Cooperative ("KPMG International"), uma entidade suíça.

KPMG Auditores Independentes, a Brazilian entity and a member firm of the KPMG network of independent member firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity.

Base para opinião
A administração da Companhia é responsável por essas demonstrações financeiras consolidadas. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras consolidadas com base em nossas auditorias. Nós somos auditores registrados no Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias Abertas (Estados Unidos da América) (PCAOB – *Public Company Accounting Oversight Board*) e requeridos a ser independentes da Companhia de acordo com as leis federais dos Estados Unidos sobre títulos e valores mobiliários e, regras e regulamentos aplicáveis a Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos e o PCAOB.

Conduzimos nossas auditorias de acordo com as normas do PCAOB. Estas normas requerem que uma auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras consolidadas não contêm erros materiais, seja por erro ou fraude. Nossas auditorias incluíram procedimentos para avaliar os riscos de erros materiais sobre estas demonstrações financeiras consolidadas, seja por erro ou fraude, e procedimentos para mitigar estes riscos. Tais procedimentos compreendem ainda a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados nas demonstrações financeiras consolidadas. Nossa auditoria também inclui a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela administração, bem como da apresentação das demonstrações financeiras consolidadas tomadas em conjunto. Acreditamos que nossas auditorias proporcionam uma base adequada para emitirmos nossa opinião.

Assuntos críticos de auditoria
Os assuntos críticos de auditoria comunicados abaixo são assuntos que se refere a auditoria das demonstrações financeiras consolidadas do período corrente que foram comunicados ou requeridos a serem comunicados ao Comitê de Auditoria e que: (1) estão relacionados com contas ou divulgações que são materiais para as demonstrações financeiras consolidadas e (2) envolveram julgamentos desafiadores, subjetivos e complexos. A comunicação sobre os assuntos críticos de auditoria não alteram de maneira nenhuma nossa opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas tomadas em conjunto, e, por termos comunicado os assuntos críticos de auditoria abaixo, nós não emitimos opiniões separadas sobre os assuntos críticos de auditoria, ou sobre as contas contábeis e divulgações a que eles se referem.

Mensuração da obrigação atuarial dos planos de pensão com benefício definido e de saúde
Conforme Notas Explicativas 4.4 e 18 das demonstrações financeiras consolidadas em 31 de dezembro de 2019, a Companhia patrocina planos de pensão com benefício definido e planos de saúde que asseguram a complementação de benefícios de aposentadoria e assistência médica a seus empregados. Em 31 de dezembro de 2019, as obrigações destes planos de pensão e médico eram USD 26.494 milhões. A determinação da obrigação atuarial dos planos de pensão e saúde é dependente, em parte, da seleção de certas premissas atuariais. Tais premissas incluem a taxa de desconto e os custos médicos projetados. A Companhia contrata atuários externos para auxiliar no processo de avaliação das premissas atuariais e no cálculo da obrigação dos planos de pensão e de saúde.

Consideramos a mensuração da obrigação atuarial dos planos de pensão com benefício definido e de saúde como um assunto crítico de auditoria devido ao grau de subjetividade

no julgamento do auditor. As taxas de desconto e os custos médicos projetados usados para determinar a obrigação foram desafiadores para a auditoria, uma vez que uma mudança pequena nessas premissas tinham um impacto significativo na mensuração da obrigação atuarial dos planos de pensão com benefício definido e de saúde.

Os principais procedimentos efetuados para endereçar esse assunto crítico de auditoria incluíram os seguintes:

- nós testamos certos controles internos associados ao processo de estimar a obrigação dos planos de pensão e médicos. Esses incluíram controles relacionados com a preparação, revisão e aprovação das premissas de taxa de desconto e custos médicos projetados;

- nós avaliamos o escopo, competência e objetividade do atuário externo contratado para auxiliar na definição da estimativa de obrigação atuarial dos planos de pensão e de saúde. Isso incluiu a avalição da natureza e escopo do trabalho que eles foram contratados, e suas qualificações profissionais e experiências; e

- nós envolvemos profissionais atuariais com habilidades e conhecimentos, que nos auxiliaram na avalição da Companhia sobre as taxas de desconto e os custos médicos projetados, incluindo a comparação com dados obtidos de fontes externas.

Avaliação da redução ao valor recuperável dos ativos da unidade geradora de caixa de exploração e produção

Conforme Notas Explicativas 4.1(b), 4.2, 4.3 e 25 das demonstrações financeiras consolidadas em 31 de dezembro de 2019, para o teste de redução ao valor recuperável dos ativos, a Companhia identifica suas unidades geradoras de caixa (“UGC”), estima o valor recuperável de cada UGC, e compara com seus valores contabilizados. A estimativa do valor recuperável utiliza como base um fluxo de caixa projetado para cada UGC. O valor contábil da UGC de exploração e produção em 31 de dezembro de 2019 era de USD 106.189 milhões. Para o ano findo em 31 de dezembro de 2019, o valor da despesa com essa provisão relacionada com a UGC de exploração e produção era de USD 2.499 milhões.

Nós identificamos a avaliação do teste de redução ao valor recuperável da UGC de exploração e produção como um assunto crítico de auditoria pois existe um alto grau de complexidade e subjetividade no julgamento do auditor na avaliação das definições destas UGCs e na estimativa do valor recuperável. A definição das UGCs de exploração e produção considera fatores operacionais que impactam a interdependência entre os ativos de petróleo e gás. Essas interdependências alteram a agregação ou segregação de áreas de exploração e produção dentro das UGCs. As projeções de fluxo de caixa usadas para determinar os valores recuperáveis dos ativos dependem de certas premissas como: preço médio do petróleo (Brent); taxa de câmbio; gastos capitalizáveis e operacionais, e estimativas de volume e prazo de recuperação das reservas de petróleo e gás. O valor recuperável também é sensível a pequenas alterações na taxa de desconto. A avaliação dessas premissas requer julgamento significativo do auditor.

Os principais procedimentos efetuados para endereçar esse assunto crítico de auditoria incluíram os seguintes:

- nós testamos certos controles internos associados ao processo de determinação do valor recuperável da Companhia. Esses incluíram controles relacionados com a revisão e aprovação na determinação das UGCs pela Companhia, e das premissas-chave utilizadas na estimativa do valor recuperável;

- para as alterações nas UGCs de exploração e produção durante o exercício, analisamos os fatores operacionais considerados pela Companhia quando da definição das mudanças comparando-os com dados obtidos de fontes internas e externas;

- nós avaliamos a determinação da estimativa de volumes de recuperação das reservas de petróleo e gás, comparando com os volumes certificados por especialista externo contratado pela Companhia e com dados históricos de produção;

- nós avaliamos os gastos capitalizáveis e operacionais futuros comparando o mesmo com o último plano de negócios aprovado, e seus orçamentos de longo prazo; e

- nós avaliamos a habilidade da Companhia na preparação dos fluxos de caixa, comparando as projeções de fluxos de caixa anteriores com o resultado real do fluxo de caixa da Companhia para o exercício findo em 2019;

Adicionalmente, envolvemos profissionais de *Valuation* com habilidades e conhecimentos especializados, que nos auxiliaram na avalição das premissas-chave utilizadas no teste de *impairment* como a taxa de desconto, o preço médio do petróleo e gás natural (Brent) e as taxas de câmbio, comparando-as com fontes de mercado externas.

Análise das provisões e divulgações de certas causas trabalhistas, cíveis e tributárias

Conforme Notas Explicativas 4.5 e 19 das demonstrações financeiras consolidadas em 31 de dezembro de 2019, a Companhia é parte em processos judiciais de natureza tributária, civil e trabalhista, decorrentes do curso normal de suas atividades. A Companhia registra uma provisão para essas causas quando é provável a ocorrência de uma saída de caixa para quitação de uma obrigação presente, e quando a mesma pode ser razoavelmente estimada. A Companhia divulga uma contingência quando a probabilidade de perda da causa é considerada possível, ou quando a probabilidade é considerada provável mas não é possível estimar razoavelmente o valor de saída de caixa.

Identificamos a avaliação de certas causas a as provisões reconhecidas e/ou divulgadas como um assunto crítico de auditoria pois essas requerem julgamentos e esforços desafiadores do auditor devido à natureza subjetiva dessas estimativas e premissas. Especificamente julgamentos sobre a probabilidade de perda e a estimativa dos valores que seriam pagos em evento de perda.

Os principais procedimentos efetuados para endereçar esse assunto crítico de auditoria incluíram os seguintes:

- nós testamos certos controles internos associados ao processo de avaliação dos processos judiciais. Esses incluíram controles relacionados com a revisão e aprovação na determinação da probabilidade da saída de recurso, e da estimativa do valor envolvido, assim como controles relacionados com a divulgação nas demonstrações financeiras;

- nós avaliamos o escopo, competência e objetividade dos advogados, internos e externos, que definem a probabilidade de perda e a estimativa do valor de perda. Isso inclui a avalição da natureza e escopo do trabalho que eles foram contratados, suas qualificações e experiências profissionais;

- nós obtivemos e avaliamos as cartas recebidas diretamente dos advogados externos da Companhia, que incluem avaliações sobre as probabilidades de perda, e as estimativas de valores de perda. Para determinadas causas, nós comparamos essas avaliações e estimativas àquelas usadas pela Companhia, e avaliamos a suficiência adequação das divulgações efetuadas pela Companhia; e

- nós avaliamos a habilidade da Companhia na preparação dessas estimativas dos valore a serem pagos comparando uma amostra de valores pagos na resolução de causas no exercício, com as provisões reconhecidas no exercício anterior;

Estimativa de provisões para desmantelamento de áreas
Conforme Notas Explicativas 4.1(c), 4.6 e 20 das demonstrações financeiras consolidadas em 31 de dezembro de 2019, a provisão para desmantelamento reflete a obrigação de restaurar o meio ambiente e desmantelar e remover os estruturas de produção de petróleo e gás natural quando do abandono. Em 31 de dezembro de 2019, a provisão para desmantelamento de áreas era USD 17.460 milhões. A estimativa da Companhia para a provisão de desmantelamento de área inclui premissas relacionadas com a extensão da obrigação assumida para o reparo ambiental, e para o desmantelamento e remoção das estruturas utilizadas na produção de petróleo e gás natural, assim como o prazo e os custos estimados de abandono.

Identificamos a avaliação desta estimativa como um assunto crítico de auditoria devido a subjetividade no julgamento do auditor para a avaliação das premissas-chave usadas na estimativa como a extensão do trabalho de desmantelamento que será requerido pelo contrato e regulações, os critérios que serão atingidos quando o desmantelamento efetivamente ocorrer, e os custos e prazos dos pagamentos futuros que serão incorridos no processo de desmantelamento.

Os principais procedimentos efetuados para endereçar esse assunto crítico de auditoria incluíram os seguintes:

- nós testamos certos controles internos associados ao processo de determinação da estimativa de provisão para desmantelamento de áreas da Companhia. Esses incluíram controles relacionados com a preparação, revisão e aprovação das premissas-chave, incluindo estimativas do prazo para o abandono, e os custos estimados de desmantelamento;

- nós avaliamos a estimativa de prazo até o abandono usado pela Companhia;

- comparando as curvas de produção e vida útil das reservas utilizadas, com os volumes de reservas de petróleo e gás natural certificados por especialista externo contratado pela Companhia;

- nós avaliamos a estimativa do custo de desmantelamento comparando o mesmo com relatórios externos da indústria;

- nós avaliamos o escopo, competência e objetividade dos engenheiros internos que estimam as curvas de produção e vida útil das reservas de petróleo e gás natural, além do especialista externo contratado pela Companhia para certificar o volume de reservas. Isso inclui a avaliação da natureza e escopo do trabalho que foram contratados, suas qualificações e experiências profissionais;

- nós avaliamos a habilidade da Companhia na estimativa do custo de desmantelamento futuro comparando uma amostra de gastos reais incorridos em desmobilizações de instalações de produção de petróleo e gás durante o exercício com as provisões para desmantelamento de áreas registrada no exercício anterior;

/s/ KPMG Auditores Independentes

Nós somos os auditores da Companhia desde 2017.

KPMG Auditores Independentes
Rio de Janeiro – Brazil
Março 20, 2020

(*) Conselho de Supervisão de Contabilidade das Companhias Abertas nos Estados Unidos ("*PCAOB - Public Company Accounting Oversight Board*")

PETROBRAS
PETR3 NÍVEL 2 BM&FBOVESPA
PETR4 NÍVEL 2 BM&FBOVESPA
PBR Level 2 NYSE
PBRA Level 2 NYSE
LATIBEX XPBRA
LATIBEX XPBR
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
PÁTRIA AMADA BRASIL GOVERNO FEDERAL