



## **P-74**

*Em 02/05/19, atingimos a capacidade nominal de 150.000 bpd com 4 poços produtores*

# **Desempenho da Petrobras no 1T19**

**B3: PETR3 (ON) | PETR4 (PN)**

**NYSE: PBR (ON) | PBRA (PN)**

**[www.petrobras.com.br/ri](http://www.petrobras.com.br/ri)**

**[petroinvest@petrobras.com.br](mailto:petroinvest@petrobras.com.br)**

**+ 55 21 3224-1510**

### **Teleconferência e Webcast de Resultado - 8 de maio de 2019**

**Português: 10:00 hs no Rio de Janeiro / 9:00 hs em Nova Iorque / 14:00 hs no Reino Unido**

Brasil: +55 11 3181-8565 ou +55 11 4210-1803

EUA: +1 412 717-9627

Reino Unido: +44 20 3795-9972

**Inglês: 11:00 hs no Rio de Janeiro / 10:00 hs em Nova Iorque / 15:00 hs no Reino Unido**

Brasil: +55 11 3181-8565 ou +55 11 4210-1803

EUA: +1 412 717-9627

Reino Unido: +44 20 3795-9972

### **Disclaimer**

Estas apresentações podem conter previsões acerca de eventos futuros. Tais previsões refletem apenas expectativas dos administradores da Companhia sobre condições futuras da economia, além do setor de atuação, do desempenho e dos resultados financeiros da Companhia, dentre outros. Os termos "antecipa", "acredita", "espera", "prevê", "pretende", "planeja", "projeta", "objetiva", "deverá", bem como outros termos similares, visam a identificar tais previsões, as quais, evidentemente, envolvem riscos e incertezas previstos ou não pela Companhia e, conseqüentemente, não são garantias de resultados futuros da Companhia. Portanto, os resultados futuros das operações da Companhia podem diferir das atuais expectativas, e o leitor não deve se basear exclusivamente nas informações aqui contidas. A Companhia não se obriga a atualizar as apresentações e previsões à luz de novas informações ou de seus desdobramentos futuros. Os valores informados para 2019 em diante são estimativas ou metas. Adicionalmente, esta apresentação contém alguns indicadores financeiros que não são reconhecidos pelo BR GAAP ou IFRS. Esses indicadores não possuem significados padronizados e podem não ser comparáveis a indicadores com descrição similar utilizados por outras companhias. Nós fornecemos estes indicadores porque os utilizamos como medidas de performance da companhia; eles não devem ser considerados de forma isolada ou como substituto para outras métricas financeiras que tenham sido divulgadas em acordo com o BR GAAP ou IFRS. Vide definições de Fluxo de Caixa Livre, EBITDA Ajustado e Endividamento Líquido no Glossário e respectivas reconciliações nas seções de Liquidez e Recursos de Capital, Reconciliação do EBITDA Ajustado e Endividamento Líquido. Informações contábeis consolidadas auditadas pelos auditores independentes de acordo com os padrões internacionais de contabilidade (IFRS).

## ÍNDICE

Implementando Uma Agenda Transformacional.....	4
Mensagem do Presidente .....	5
Destaques do Resultado .....	6
2. Resultado Consolidado .....	8
Receita Líquida.....	8
Custo do Produto Vendido .....	9
Despesas Operacionais .....	9
EBITDA Ajustado.....	10
Resultado Financeiro .....	11
Lucro Líquido .....	11
3. Itens Especiais .....	12
4. Adoção do IFRS 16.....	13
5. Investimentos .....	15
6. Gestão de Portfólio.....	16
7. Liquidez e Recursos de Capital.....	17
8. Endividamento Consolidado.....	18
9. Resultado por Segmento .....	20
9.1 Exploração e Produção .....	20
9.2 Refino, Transporte e Comercialização.....	22
9.3 Gás e Energia.....	24
9.4 Distribuição.....	26
Anexo I: Reconciliação do EBITDA Ajustado e Fluxo de Caixa Operacional.....	27
Anexo II: Reconciliação do LTM EBITDA Ajustado e LTM Fluxo de Caixa Operacional.....	28
Anexo III: Hedge Fluxo de Caixa sobre Exportações.....	28
Anexo IV: Ativos e Passivos Sujeitos à Variação Cambial.....	29
Anexo V: Demonstração de Resultado no exterior.....	30
Anexo VI: Demonstrações Contábeis.....	31
Anexo VII: Demonstrações Contábeis por Segmento de Negócio.....	34
Glossário .....	39

## IMPLEMENTANDO UMA AGENDA TRANSFORMACIONAL

**Rio de Janeiro, 7 de maio de 2019** – A Petrobras – Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), a maior companhia de petróleo e gás da América Latina, apresentou lucro líquido contábil de R\$ 4,0 bilhões, equivalente a R\$ 0,31 por ação, o que superou em 92% o resultado do trimestre anterior. O EBITDA ajustado, de R\$ 27,5 bilhões, foi 6% inferior ao 4T18, enquanto que o fluxo de caixa livre no valor de R\$ 12,1 bilhões foi positivo pelo décimo sexto trimestre consecutivo.

A Petrobras está firmemente comprometida com o objetivo de reconquistar o *investment grade-rating* perdido há alguns anos, importante para a redução do custo do capital.

O endividamento bruto da companhia de US\$ 78,8 bilhões ao final de março de 2019 – excluindo os efeitos da norma IFRS 16 – resulta de diminuição de US\$ 23,6 bilhões ao longo dos últimos doze meses (US\$ 102,4 bilhões no 1T18). A Petrobras já percebe os benefícios da redução do endividamento: a despesa com financiamento no 1T19 foi de US\$ 1,6 bilhão, uma redução de US\$ 294 milhões em relação ao 1T18, representando uma economia anualizada de US\$ 1,2 bilhão.

Simultaneamente, com um ativo programa de *liability management* ampliamos a maturidade média da dívida para mais de 9,42 anos, o que contribui para minimizar riscos de refinanciamento.

Uma nova linha de crédito compromissada no valor de US\$ 3,25 bilhões foi contratada em março. Com isso, totalizamos US\$ 9,1 bilhões em linhas garantidas, o que nos permite otimizar nossa posição de caixa e liberar capital para usos onde seu retorno pode ser bem mais elevado.

A produção de óleo e gás natural de 2,54 Mboed foi 5% menor do que a do 4T18, em função de concentração de paradas para manutenção, bem como pela redução da participação da Petrobras em campos nos EUA.

Por outro lado, três plataformas iniciaram produção em 2019: P-67, P-76 e P-77. Em 11 meses, sete sistemas de produção – com capacidade total de 1,05 Mboed – entraram em operação, um recorde na indústria global de petróleo.

Em abril a produção cresceu, chegando a 2,6 Mboed, com a produção operada na camada pré sal estabelecendo novo recorde diário, 2,07 Mboed.

Em 2 de maio, a P-74 alcançou a capacidade nominal de 150.000 bpd, completando o *ramp-up* em 12 meses e 11 dias. Isso é consistente com nosso objetivo de encurtamento do período de *ramp-up* de 18 para 12 meses, o que permitirá acelerar a produção e consequentemente a geração de caixa.

A taxa de acidentes registráveis (TAR) da Companhia fechou o trimestre em 0,93, abaixo do limite de alerta de 1,0 e representando redução de 8% face ao trimestre anterior.

Entretanto, registramos com profundo pesar a ocorrência de uma fatalidade numa operação de mergulho raso. Ficamos muito tristes em reconhecer nossa incapacidade de ter evitado esse acidente e estamos investigando suas causas para tomar medidas que minimizem riscos de acidentes em mergulhos.

Houve considerável avanço no acordo com o Governo brasileiro relativo ao contrato de cessão onerosa, que compreenderá compensação para a Companhia de US\$ 9,058 bilhões, cujo valor não foi orçado em nosso plano de negócios. O leilão dos volumes excedentes da cessão onerosa está agendado para 28 de outubro e, como resultado do diferimento da produção à qual a Petrobras tem direito, a Companhia fará jus a uma outra compensação, a ser negociada com o consórcio vencedor.

A Caixa Econômica Federal (CEF) nos comunicou a respeito de sua intenção de realizar uma oferta pública de ações da Petrobras. A CEF era detentora em 31/03/2019 de 3,2% das ações ON e 0,8% das PN, o que representava 2,2% do capital total da Companhia. Tal transação é muito bem-vinda, na medida em que contribuirá para diversificar a base acionária e aumentar a liquidez de nossas ações, especialmente das ordinárias, cujo *free float* é de somente 36,4%.

## MENSAGEM DO PRESIDENTE

Desde os primeiros dias do ano iniciamos a implementação de uma agenda transformacional baseada em nossos cinco pilares estratégicos.

Consistente com a meta de concentração nos ativos em que somos donos naturais, nos quatro primeiros meses do ano nossos desinvestimentos chegaram a US\$11,3 bilhões, um recorde para a Petrobras. A transação de maior valor foi a venda de 90% da TAG por US\$ 8,6 bilhões. No futuro próximo é nossa firme intenção vender participações residuais de 10% na TAG e NTS.

No dia primeiro de maio, após adiamentos causados por problemas operacionais, finalmente foi realizado o closing da transação de venda da refinaria texana de Pasadena para a Chevron por US\$ 467 milhões. A venda de Pasadena possui alto valor simbólico para nossa companhia pois corta definitivamente a ligação com um passado trágico.

Lançamos o *teaser* de venda da Liquigás, contendo restrições a empresas que já participam no mercado de distribuição de gás natural engarrafado e em tanques. Adicionamos vários ativos ao programa de desinvestimentos, entre eles a venda integral de oito refinarias, totalizando capacidade de 1,1 Mbd, e da PUDSA, uma rede de postos de serviços no Uruguai, e a realização de oferta secundária de ações da BR Distribuidora.

O desinvestimento de refinarias atende a três objetivos: (a) realocação de capital de ativos de baixo retorno para investimento no pré-sal, com alto retorno esperado; (b) liberação de recursos para servir a dívida ainda considerável da Petrobras; (c) correção de uma anomalia, evidenciada pela concentração de 98% da capacidade de refino em um único *player*.

Nossos investimentos no Uruguai têm resultado em contínua destruição de valor por muitos anos. Além da venda da operação de distribuição de combustíveis, estamos manifestando interesse firme em devolver as concessões para distribuição de gás natural.

Simultaneamente a várias iniciativas em curso, estamos promovendo mudanças na gestão da BR Distribuidora, com vistas à maximização da geração de valor.

Com apoio do Conselho de Administração temos realizado reforma administrativa, cujo objetivo é agilizar o processo decisório e fortalecer a *accountability* dos executivos da companhia. No âmbito dessas mudanças foi extinta a Diretoria Executiva de Estratégia, com a realocação de suas gerências para outras diretorias, ficando o departamento de estratégia com reporte direto para o CEO, da mesma forma que a gestão de portfólio.

Em contrapartida será criada a Diretoria de Relações Institucionais, encarregada do relacionamento com governos, poderes legislativo e judiciário, órgãos de controle e de regulação, comunicação e responsabilidade social e assuntos regulatórios, que reúnem questões muito importantes que estavam sendo tratadas de maneira fragmentada dentro da Petrobras, resultando em ineficiência e ineficácia.

Foi estabelecida meta de corte de custos operacionais gerenciáveis de US\$ 8,1 bilhões ao longo do período 2019-2023.

No momento, nos concentramos nos cortes de mais fácil implementação. Exemplos disso são a desmobilização dos dois prédios de maior custo operacional, em São Paulo e Rio de Janeiro (Ventura), o fechamento de vários escritórios fora do Brasil, em Nova Iorque, Cidade do México, Líbia, Angola, Nigéria, Tanzânia, Irã e Tóquio e a redução de gastos discricionários..

Embora mantido, o escritório de Houston está sofrendo significativa contração. Como resultado, será mantido somente um pequeno contingente de pessoal e o aluguel anual passará de US\$ 5,8 milhões para US\$ 600 mil. Nossas operações nos EUA apresentaram prejuízo de US\$ 6,3 bilhões nos últimos cinco anos, mas depois dos desinvestimentos realizados resta apenas uma fatia de 20% na *joint venture* com a Murphy Oil no Golfo do México.

Lançamos um programa de demissão voluntária, com previsão de redução de gastos com pessoal de R\$ 4,1 bilhões. Neste mês será iniciado programa de ideias, em que nossos colaboradores estão sendo estimulados a sugerir iniciativas que conduzam à redução de custos e ganhos de produtividade. As melhores ideias serão premiadas após sua implementação.

Evidentemente, o grosso do corte de custos pretendido será originado por mudanças em processos e a transformação digital, ainda em estágio de planejamento.

Acreditamos que a redução da alavancagem financeira e do valor absoluto do endividamento, o alongamento do prazo médio de duração e a melhoria considerável no relacionamento com o mercado global de capitais viabilizará a melhoria na percepção de risco da Petrobras e consequente redução do custo de capital.

A aprovação em abril de um programa de remuneração variável é um passo importante para a construção da meritocracia. Nesse sentido, começamos a trabalhar na implementação do sistema de EVA, que a partir de 2020 será empregado para a mensuração de performance de cada unidade operacional, para o estabelecimento de metas realistas, porém desafiadoras e servirá como base para a remuneração variável. Nosso propósito é que cada colaborador se coloque na posição de empreendedor e busque a geração de valor.

A segurança é uma prioridade estratégica e sempre procuraremos reforçá-la. Vamos dar início a um novo programa de treinamento que abrangerá 180.000 pessoas, entre nossos colaboradores e de empresas contratadas.

O furto de combustíveis de nossos dutos tem crescido nos anos recentes. Estamos trabalhando ativamente para combater esse crime, empregando nossas equipes de inteligência em estreita colaboração com as polícias e equipamentos modernos.

Estamos confiantes de que a implementação da agenda de transformação contribuirá para que a Petrobras seja uma empresa mais forte e saudável, com capacidade de produzir considerável valor para seus acionistas.

O destaque do trimestre foi o avanço na gestão de portfólio, com o anúncio da assinatura de 3 contratos de venda de ativos no valor de US\$ 10,3 bilhões, referente a venda de 90% dos gasodutos da TAG, de 50% do campo de Tartaruga Verde e do Módulo III de Espadarte e dos 34 campos de produção terrestres. Concluímos ainda a venda da refinaria de Pasadena por US\$ 467 milhões. Considerando as transações de desinvestimentos assinadas e as operações concluídas, o valor total de venda de ativos é de US\$11,3 bilhões. Também foram aprovadas novas diretrizes de gestão de portfólio que contemplam a venda de oito refinarias totalizando uma capacidade de processamento de 1,1 milhão de barris por dia, além da venda adicional de participação na Petrobras Distribuidora e da venda da rede de postos no Uruguai. Com isso, a Companhia reforça o foco nos ativos em que ela é a dona natural, melhorando a alocação de capital, o aumento do retorno sobre o capital empregado e a redução do custo de capital.

#### **Destaques do resultado do 1T19:**

- A Companhia apresentou lucro líquido de R\$ 4,0 bilhões, um aumento de 92% em relação ao trimestre anterior, principalmente pela menor incidência de itens especiais, e um EBITDA ajustado\* de R\$ 27,5 bilhões, 6% inferior, como reflexo das menores margens de petróleo, menor produção no período e pelos menores volumes de vendas.
- O Conselho de Administração aprovou a antecipação de distribuição de remuneração aos acionistas sob a forma de juros sobre o capital próprio (JCP) no valor de R\$ 1,304 bilhão, equivalente a R\$ 0,10 por ação ordinária e preferencial em circulação.
- O fluxo de caixa livre foi positivo pelo décimo-sexto trimestre consecutivo, totalizando R\$ 12,1 bilhões.
- Novas regras para a contabilização de arrendamentos mercantis (IFRS 16) entraram em vigor no trimestre com impactos diversos nas linhas de resultado (vide página 13).
- Os itens especiais totalizaram R\$ 0,6 bilhão no 1T19 vs R\$ 6,3 bilhões no trimestre anterior.
- Desconsiderando-se os efeitos dos itens especiais e do IFRS 16, o lucro líquido da Companhia seria de R\$ 5,1 bilhões e o EBITDA ajustado R\$ 25,2 bilhões.
- A dívida líquida totalizou R\$ 372,2 bilhões ao fim do trimestre, um aumento de R\$ 103,4 bilhões em relação ao 4T18 em função dos efeitos do IFRS16. Desconsiderando-se tais efeitos, o endividamento líquido da Companhia seria de R\$ 266,3 bilhões.
- O índice dívida líquida/LTM EBITDA\* ajustado aumentou para 3,19x, ainda devido aos efeitos do IFRS 16 apenas a partir do 1T19. Caso os efeitos do IFRS 16 fossem aplicados em todo período do LTM EBITDA ajustado de 2018, a métrica atingiria 2,89x. Uma vez expurgados tais efeitos, esta métrica finalizaria o trimestre em 2,37x.
- Os investimentos na visão caixa somaram US\$ 1,5 bilhão no 1T19, sendo mais de 80% na área de exploração e produção.
- A produção de óleo e gás natural diminuiu 5% na comparação trimestral em função da concentração de paradas de manutenção no primeiro trimestre. A expectativa é de crescimento da produção no 2T19, à medida que os novos sistemas avancem no processo de *ramp-up*.

R\$ milhões	1T19	4T18	1T19 X 4T18 (%)	1T18	1T19 x 1T18 (%)
Produção de petróleo, LGN e gás natural (mboed)	2.538	2.660	(5)	2.681	(5)
Produção de petróleo, LGN e gás natural no pré-sal (mboed)	1.251	1.280	(2)	1.173	7
Produção de derivados (mboed)	1.740	1.736	-	1.678	4
Vendas de derivados no mercado interno (mboed)	1.802	1.903	(5)	1.768	2
Exportações de petróleo e derivados (mboed)	677	644	5	688	(2)
Receita de vendas	79.999	92.720	(14)	74.461	7
Lucro bruto	26.424	31.503	(16)	26.773	(1)
Despesas operacionais	(12.405)	(20.046)	38	(8.958)	(38)
Lucro líquido (Prejuízo) - Acionistas Petrobras	4.031	2.102	92	6.961	(42)
Lucro líquido (Prejuízo) - Acionistas Petrobras excluindo itens especiais e IFRS 16**	5.142	8.035	(36)	5.400	(5)
Fluxo de caixa operacional	17.749	26.108	(32)	22.218	(20)
Investimentos ****	(5.647)	(8.989)	37	(9.225)	39
Fluxo de caixa livre*	12.102	17.119	(29)	12.993	(7)
EBITDA ajustado*	27.487	29.161	(6)	25.768	7
EBITDA ajustado* excluindo itens especiais e IFRS 16**	25.187	31.020	(19)	26.253	(4)
Dívida líquida*	372.232	268.824	38	270.712	38
Dívida líquida excluindo IFRS 16**	266.968	-	-	-	-
Dívida líquida/LTM EBITDA Ajustado (x)*	3,19	2,34	36	3,52	(9)
Dívida líquida/LTM EBITDA Ajustado excluindo IFRS 16 (x)***	2,37	-	-	-	-
Dólar médio de venda	3,77	3,81	(1)	3,24	16
Brent (R\$/bbl)	238,41	257,70	(7)	216,51	10
Brent (US\$/bbl)	63,20	67,76	(7)	66,76	(5)
Preço de venda petróleo (US\$/bbl)	59,05	66,71	(11)	62,27	(5)
Preço derivados básicos - Mercado interno (R\$/bbl)	277,82	312,35	(11)	255,61	9

\* Vide definições de Fluxo de Caixa Livre, EBITDA Ajustado, LTM EBITDA ajustado e Endividamento Líquido no Glossário e respectivas reconciliações nas seções de Liquidez e Recursos de Capital, Reconciliação do EBITDA Ajustado, Reconciliação do LTM EBITDA Ajustado e Endividamento Líquido.

\*\* Vide reconciliação do Lucro líquido e EBITDA Ajustado excluindo itens especiais e os efeitos do IFRS 16 na seção de Itens especiais.

\*\*\* Vide os efeitos do IFRS na seção Adoção ao IFRS 16 na página 13.

\*\*\*\* Investimentos consideram aquisição de ativos imobilizados e intangíveis, adições em Investimentos e Dividendos recebidos.

## 2. Resultado Consolidado

### Receita líquida

R\$ milhões	1T19	4T18	1T19 X 4T18 (%)	1T18	1T19 x 1T18 (%)
Diesel	24.065	27.410	(12)	20.218	19
Subvenção de Diesel	-	2.002	(100)	-	-
Gasolina	12.231	14.210	(14)	13.306	(8)
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	3.805	4.240	(10)	3.749	1
Querosene de aviação (QAV)	3.522	4.277	(18)	3.046	16
Nafta	1.584	2.479	(36)	1.856	(15)
Óleo combustível (incluindo bunker)	1.084	1.163	(7)	995	9
Outros derivados de petróleo	3.542	4.070	(13)	3.357	6
<b>Subtotal de derivados</b>	<b>49.833</b>	<b>59.851</b>	<b>(17)</b>	<b>46.527</b>	<b>7</b>
Gás Natural	5.923	5.784	2	4.179	42
Renováveis e nitrogenados	2.017	2.407	(16)	1.713	18
Receitas de direitos não exercidos (breakage)	617	1.033	(40)	754	(18)
Energia elétrica	1.877	763	146	1.149	63
Serviços, agenciamento e outros	798	912	(13)	993	(20)
<b>Total mercado interno</b>	<b>61.065</b>	<b>70.750</b>	<b>(14)</b>	<b>55.315</b>	<b>10</b>
Exportação de petróleo, derivados e outros	14.922	16.093	(7)	13.529	10
Vendas das unidades internacionais	4.012	5.877	(32)	5.617	(29)
<b>Total mercado externo</b>	<b>18.934</b>	<b>21.970</b>	<b>(14)</b>	<b>19.146</b>	<b>(1)</b>
<b>Total</b>	<b>79.999</b>	<b>92.720</b>	<b>(14)</b>	<b>74.461</b>	<b>7</b>

A receita de vendas totalizou R\$ 80,0 bilhões no 1T19, 14% inferior aos R\$ 92,7 bilhões do 4T18. Essa redução é explicada principalmente (a) pela redução das cotações internacionais do petróleo, que na média ficaram 7% abaixo do trimestre anterior, acarretando menores preços de venda de diesel e gasolina (R\$ 5,4 bilhões); (b) pelo menor volume de vendas de derivados no mercado interno (R\$ 3,0 bilhões), devido à redução da atividade econômica no início do ano e à maior concorrência; e (c) redução na receita com exportações (R\$ 1,2 bilhão) como reflexo dos menores preços das *commodities*.

A receita com vendas de energia elétrica aumentou R\$ 1,1 bilhão em decorrência do aumento do PLD e da maior geração termelétrica, em função das condições hidrológicas desfavoráveis.

Na comparação anual, a receita de vendas foi R\$ 5,5 bilhões superior ao mesmo período de 2018. O aumento reflete, principalmente, o crescimento de R\$ 5,8 bilhões da receita no mercado interno, devido aos maiores volumes e preços médios de derivados, e também o aumento da receita com exportações. Adicionalmente, a valorização dos preços do gás natural e o preço de realização de energia elétrica contribuíram para o aumento de R\$ 2,5 bilhões na receita do segmento de gás e energia.

Volume de Vendas - mil barris/dia	1T19	4T18	1T19 X 4T18	1T18	1T19 x 1T18
Diesel	746	814	(8)	668	12
Gasolina	437	460	(5)	468	(7)
Óleo combustível	44	41	7	49	(10)
Nafta	91	96	(5)	97	(6)
GLP	215	228	(6)	218	(1)
QAV	112	111	1	107	5
Outros	157	153	3	161	(2)
<b>Total de derivados</b>	<b>1.802</b>	<b>1.903</b>	<b>(5)</b>	<b>1.768</b>	<b>2</b>
Álcoois, nitrogenados renováveis e outros	72	80	(10)	63	14
Gás natural	338	322	5	340	(1)
<b>Total mercado interno</b>	<b>2.212</b>	<b>2.305</b>	<b>(4)</b>	<b>2.171</b>	<b>2</b>
Exportação de petróleo, derivados e outros	677	644	5	688	(2)
Vendas das unidades internacionais	170	225	(24)	269	(37)
<b>Total mercado externo</b>	<b>847</b>	<b>869</b>	<b>(3)</b>	<b>957</b>	<b>(11)</b>
<b>Total geral</b>	<b>3.059</b>	<b>3.174</b>	<b>(4)</b>	<b>3.128</b>	<b>(2)</b>

## Custo dos produtos vendidos

R\$ milhões	1T19	4T18	1T19 X 4T18 (%)	1T18	1T19 x 1T18 (%)
Matérias-primas, produtos para revenda, materiais e serviços contratados	(29.527)	(38.614)	24	(27.024)	(9)
Depreciação, depleção e amortização*	(11.834)	(9.749)	(21)	(9.959)	(19)
Participação governamental	(9.038)	(9.984)	9	(8.023)	(13)
Gastos com pessoal	(3.176)	(2.870)	(11)	(2.682)	(18)
<b>Total</b>	<b>(53.575)</b>	<b>(61.217)</b>	<b>12</b>	<b>(47.688)</b>	<b>(12)</b>

No 1T19, os custos com produtos vendidos reduziram R\$ 7,6 bilhões em relação ao 4T18, atingindo R\$ 53,6 bilhões. Contribuíram para esta redução os menores custos com importação de petróleo e derivados e com participações governamentais, devido à queda do *Brent*, e a menor participação de petróleo importado na carga processada e de derivados importados no *mix* das vendas. Por outro lado, a maior demanda no segmento termelétrico elevou a participação de GNL importado no *mix* das vendas. Adicionalmente, os maiores gastos com pessoal, em função do dissídio coletivo e da revisão atuarial dos benefícios de pensão e de saúde no final de 2018, influenciaram o 1T19 após o giro dos estoques.

Destaque para o aumento da depreciação, principalmente, devido à adoção do IFRS 16.

Na comparação anual, o aumento de R\$ 5,9 bilhões no CPV reflete os maiores custos com importações de petróleo, derivados e gás natural, assim como a aumento das participações governamentais, ambos influenciados pelo efeito da desvalorização do real frente ao dólar. Além disso, houve maior participação dos importados no *mix* das vendas e na carga processada.

## Despesas operacionais

R\$ milhões	1T19	4T18	1T19 X 4T18 (%)	1T18	1T19 x 1T18 (%)
Despesas com vendas e gerais e administrativas	<b>(6.456)</b>	<b>(4.457)</b>	(45)	<b>(6.270)</b>	(3)
Vendas	(4.134)	(2.086)	(98)	(4.128)	-
Materiais, serviços, aluguéis e outros	(3.027)	(4.753)	36	(3.108)	3
Depreciação, depleção e amortização	(622)	(203)	(206)	(277)	(125)
Perdas de créditos esperadas	(134)	3.217	(104)	(421)	68
Gastos com pessoal	(351)	(347)	(1)	(322)	(9)
Gerais e administrativas	(2.322)	(2.371)	2	(2.142)	(8)
Gastos com pessoal	(1.498)	(1.522)	2	(1.340)	(12)
Materiais, serviços, aluguéis e outros	(648)	(750)	14	(673)	4
Depreciação, depleção e amortização	(176)	(99)	(78)	(129)	(36)
Custos exploratórios para extração de óleo gás	(654)	(466)	(40)	(442)	(48)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(519)	(634)	18	(495)	(5)
Tributárias	(389)	(1.159)	66	(481)	19
Outras (despesas) receitas	(4.387)	(13.330)	67	(1.270)	(245)
<b>Total</b>	<b>(12.405)</b>	<b>(20.046)</b>	<b>38</b>	<b>(8.958)</b>	<b>(38)</b>

As despesas operacionais totalizaram R\$ 12,4 bilhões, 38% abaixo dos R\$ 20 bilhões do 4T18, principalmente devido à queda das outras despesas e receitas (R\$ 8,9 bilhões) e despesas tributárias (R\$ 0,8 bilhão), que foram parcialmente compensadas pelo aumento das despesas com vendas (R\$ 2,0 bilhões).

As maiores despesas com vendas refletiram as reversões de perdas de crédito esperadas referentes ao setor elétrico no valor de R\$ 3,2 bilhões ocorridas no 4T18. As despesas gerais e administrativas permaneceram em linha com o 4T18. O aumento da depreciação, tanto nas despesas com vendas quanto nas gerais e administrativas, deve-se à adoção do IFRS 16.

\* A partir de 2019, a companhia adotou o IFRS 16 prospectivamente e trouxe impactos na depreciação. Para informações adicionais, vide a nota explicativa 3.1 no ITR e o capítulo Adoção ao IFRS 16 na página 13.

Os maiores gastos com projetos sem viabilidade econômica e com aquisição de dados sísmicos impactaram as despesas exploratórias para extração de petróleo e gás natural em R\$ 0,2 bilhão.

Despesas tributárias apresentaram queda de R\$ 0,8 bilhão, principalmente devido à adesão a programas de anistias estaduais ocorrida no trimestre anterior.

As outras despesas operacionais reduziram R\$ 8,9 bilhões contra o 4T18, com destaque para os seguintes fatores:

- Redução do *impairment* em R\$ 6,3 bilhões, em razão das perdas registradas no trimestre anterior, principalmente nos campos de produção de óleo e gás no Brasil e da piora no cenário de preços futuros dos fretes do conjunto de navios da Transpetro;
- Apesar da menor provisão para perdas e contingências com processos judiciais, houve o reconhecimento da arbitragem referente à Sete Brasil no valor de R\$ 1,4 bilhão, devido à revisão da probabilidade de perda. Vale ressaltar que no 4T18 foram reconhecidas provisões referentes ao acordo com a ANP para unificação de campos do Parque das Baleias (R\$ 3,5 bilhões) e às arbitragens nos EUA sobre o contrato com a Vantage (R\$ 2,7 bilhões); e
- Maior resultado com venda e baixa de ativos, em razão do ganho com a venda de empresas de distribuição no Paraguai (R\$ 0,5 bilhão), comparada às perdas registradas no trimestre anterior.

Na comparação anual, as despesas com vendas, gerais e administrativas totalizaram R\$ 6,5 bilhões no 1T19, R\$ 0,2 bilhão acima do 1T18. O aumento reflete o reajuste salarial conforme Acordo Coletivo de Trabalho celebrado no último trimestre de 2018 e os maiores gastos logísticos, em função da desvalorização do real frente ao dólar.

As outras despesas operacionais atingiram R\$ 4,4 bilhões no 1T19, contra R\$ 1,3 bilhão no 1T18. A variação reflete os ganhos pela venda das áreas de Lapa, Iara e Carcará no 1T18 no valor de R\$ 3,2 bilhões. Adicionalmente, reconhecemos os ganhos com a venda das empresas de distribuição no Paraguai (R\$ 0,5 bilhão) e maiores gastos com paradas não programadas (R\$ 0,4 bilhão) no 1T19.

## **EBITDA ajustado**

O EBITDA ajustado consolidado atingiu R\$ 27,5 bilhões, 6% abaixo dos R\$ 29,2 bilhões no 4T18. As variações refletem as menores margens de petróleo, influenciadas pela redução das cotações internacionais e a consequente redução dos preços de venda de derivados, principalmente diesel e gasolina, e das exportações. Além disso, houve menor volume de vendas de derivados no mercado interno, menor produção de petróleo no período e provisão referente à arbitragem da Sete Brasil.

Excluindo os efeitos do IFRS 16 e dos itens especiais, o EBITDA ajustado seria de R\$ 25,2 bilhões. Para mais detalhes, vide nota explicativa 3.1, tabela de itens especiais na página 12 e capítulo de Adoção ao IFRS 16 na página 13.

## Resultado financeiro

R\$ milhões	1T19	4T18	1T19 X 4T18 (%)	1T18	1T19 x 1T18 (%)
<b>Receitas Financeiras</b>	<b>1.366</b>	<b>3.696</b>	<b>(63)</b>	<b>1.101</b>	<b>24</b>
Receita com aplicações financeiras e títulos públicos	492	549	(10)	450	9
Deságio na recompra de títulos de dívida	7	82	(91)	-	-
Ganhos com acordos assinados (setor elétrico)	280	2.426	(88)	-	-
Outros	587	639	(8)	651	(10)
<b>Despesas Financeiras</b>	<b>(6.807)</b>	<b>(4.950)</b>	<b>(38)</b>	<b>(5.850)</b>	<b>(16)</b>
Despesas com financiamentos	(5.027)	(6.296)	20	(5.275)	5
Despesas com arrendamentos mercantis *	(1.264)	(9)	(13944)	(13)	(9623)
Ágio na recompra de títulos de dívida	(692)	(172)	(302)	(1.360)	49
Encargos financeiros capitalizados	1.302	1.638	(21)	1.613	(19)
Atualização financeira da provisão de desmantelamento	(786)	(579)	(36)	(594)	(32)
Outros	(340)	468	(173)	(221)	(54)
<b>Variações monetárias e cambiais, líquidas</b>	<b>(2.706)</b>	<b>(4.112)</b>	<b>34</b>	<b>(2.497)</b>	<b>(8)</b>
Variações cambiais	(56)	(807)	93	(27)	(107)
Reclassificação do hedge accounting	(2.847)	(3.448)	17	(2.661)	(7)
Outros	197	143	38	191	3
<b>Total</b>	<b>(8.147)</b>	<b>(5.366)</b>	<b>(52)</b>	<b>(7.246)</b>	<b>(12)</b>

No 1T19, a receita financeira alcançou R\$ 1,4 bilhão, uma queda de 63%, devido ao reconhecimento, no 4T18, de ganhos em virtude dos acordos referentes aos recebíveis do setor elétrico do Sistema Eletrobras (R\$ 2,1 bilhões). As despesas financeiras aumentaram para R\$ 6,8 bilhões contra R\$ 5,0 bilhões no trimestre anterior, em função das maiores despesas de juros relacionados a arrendamentos mercantis (R\$ 1,3 bilhão) refletindo os efeitos da adoção do IFRS 16 e maior ágio na recompra de títulos de dívidas no mercado de capitais (R\$ 0,5 bilhão).

As variações monetárias e cambiais reduziram o lucro em R\$ 2,7 bilhões (vs R\$ 4,1 bilhões no 4T18), devido à menor reclassificação para o resultado da variação cambial negativa acumulada no patrimônio líquido pela realização das exportações protegidas no âmbito da contabilidade de *hedge* (R\$ 0,6 bilhão) e à variação cambial positiva de R\$ 0,1 bilhão fruto da depreciação de 1,8% do dólar sobre a exposição ativa média em libra.

Na comparação anual, houve aumento de R\$ 0,9 bilhão nas despesas financeiras líquidas em função da parcela de juros adicionada como consequência da adoção do IFRS 16, compensados parcialmente pelos menores custos com recompra de títulos de dívidas no mercado de capitais (R\$ 0,7 bilhão). O aumento de R\$ 0,2 bilhão das variações monetárias e cambiais reflete a maior reclassificação da variação cambial negativa no âmbito da contabilidade de *hedge*.

## Lucro líquido atribuível aos acionistas Petrobras

O lucro líquido no 1T19 totalizou R\$ 4,0 bilhões, equivalente a R\$ 0,31 por ação, representando um aumento de 92% em relação aos R\$ 2,1 bilhões do 4T18. Além das variações nas receitas, custos e despesas explicadas anteriormente, o aumento decorreu principalmente do maior resultado de participação em investimentos no setor petroquímico (no montante de R\$ 0,4 bilhão) e da redução de R\$ 1,1 bilhão nas despesas com imposto de renda e contribuição social, em razão da baixa de créditos de prejuízos fiscais registrados no trimestre anterior.

Adicionalmente, houve menor resultado com acionistas não controladores, refletindo o efeito da desvalorização do real sobre o endividamento em dólar das entidades estruturadas e o menor resultado positivo apurado na BR Distribuidora.

Na comparação anual, a redução de 42% do lucro líquido reflete as variações do lucro bruto, operacional e resultado financeiro acima detalhados, parcialmente compensada pela menor alíquota efetiva do imposto de renda e contribuição social.

\* A partir de 2019, a companhia adotou o IFRS 16 prospectivamente e trouxe impactos nas despesas com juros depreciação. Para informações adicionais, vide a nota explicativa 3.1 no ITR e o capítulo Adoção ao IFRS 16 na página 13.

### 3. Itens especiais

R\$ milhões	1T19	4T18	1T19 X 4T18 (%)	1T18	1T19 x 1T18 (%)
<b>Lucro líquido</b>	<b>4.240</b>	<b>2.978</b>	42	<b>7.125</b>	(40)
<b>Itens especiais</b>	<b>(602)</b>	<b>(6.336)</b>	90	<b>2.613</b>	(123)
<b>Itens especiais que não afetam o EBITDA Ajustado</b>	<b>825</b>	<b>(4.476)</b>	118	<b>3.098</b>	(73)
Impairment de ativos e de investimentos	35	(6.432)	101	(64)	155
Realização de ajustes acumulados de conversão - CTA	(127)	-	-	-	-
Resultado com venda e baixa de ativos	695	(787)	188	3.261	(79)
Efeito de variação cambial sobre contingências relevantes em	(58)	317	(118)	(99)	41
Acordos assinados referente ao setor elétrico *	280	2.426	(88)	-	-
<b>Outros itens especiais</b>	<b>(1.427)</b>	<b>(1.860)</b>	23	<b>(485)</b>	(194)
PIDV	4	(74)	105	(23)	117
Plano de carreiras e remuneração	(2)	(16)	88	-	-
Ressarcimento de valores - Operação Lava Jato	-	65	(100)	1	(100)
Resultado relacionado a desmantelamento de áreas	-	2.366	(100)	-	-
Programas de anistias estaduais	-	(649)	(100)	(80)	(100)
Perdas de crédito esperadas referentes ao setor elétrico	(55)	2.502	(102)	(408)	87
(Perdas)/Ganhos com contingências judiciais	(1.374)	(4.990)	72	(261)	(426)
Equalização de gastos - AIP	-	(1.064)	(100)	-	-
Receita com multa contratual pela não concretização da venda da Liquigás	-	-	-	286	(100)
<b>Efeito líquido dos itens especiais no IR/CSLL</b>	<b>286</b>	<b>755</b>	(62)	<b>(888)</b>	132
<b>Efeito do IFRS 16</b>	<b>(718)</b>	-	-	-	-
<b>Lucro líquido excluindo o efeito dos itens especiais e IFRS 16</b>	<b>5.274</b>	<b>8.559</b>	(38)	<b>5.400</b>	(16)
Acionistas Petrobras	5.142	8.035	(36)	5.400	(18)
Acionistas não controladores	132	524	(75)	-	-
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>27.487</b>	<b>29.161</b>	(6)	<b>25.768</b>	7
Efeitos do IFRS 16	(3.727)	-	-	-	-
<b>EBITDA Ajustado excluindo os efeitos do IFRS 16</b>	<b>23.760</b>	<b>29.161</b>	(19)	<b>25.768</b>	(8)
Itens especiais	1.427	1.860	(23)	485	194
<b>EBITDA Ajustado excluindo os efeitos do IFRS 16 e itens especiais</b>	<b>25.187</b>	<b>31.020</b>	(19)	<b>26.253</b>	(4)

No julgamento da Administração, os itens especiais apresentados acima, embora relacionados aos negócios da companhia, foram destacados como informação complementar para um melhor entendimento e avaliação do resultado. Tais itens não ocorrem necessariamente em todos os períodos, sendo divulgados quando relevantes.

\* Registrado no resultado financeiro.

## 4. Adoção do IFRS 16

O IFRS 16 - *Leases*, que passou a vigorar a partir de exercícios iniciados em 1º de janeiro de 2019, contém princípios para identificação, reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação de arrendamentos mercantis, tanto por parte de arrendatários como de arrendadores.

Dentre as mudanças da norma, o IFRS 16 eliminou a classificação entre arrendamentos mercantis financeiros e operacionais, passando a existir um único modelo no qual todos os arrendamentos mercantis resultam no reconhecimento de ativos referentes aos direitos de uso dos ativos arrendados e um passivo de arrendamento.

Com a adoção do IFRS 16, a companhia deixa de reconhecer custos e despesas operacionais oriundas de contratos de arrendamento mercantis operacionais e passa 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 mercantil.

A companhia destaca que não adquiriu novas dívidas e não houve aquisição de novos ativos, sendo os impactos apenas normativos e sem efeitos no caixa e equivalentes de caixa.

Em 1º de janeiro de 2019, a companhia reconheceu o valor de R\$ 103 bilhões nos saldos de ativo imobilizado e no passivo de arrendamento em virtude da mensuração dos ativos de direito de uso ser equivalente ao passivo de arrendamento; tais mudanças não impactaram o seu patrimônio líquido.

Tendo em vista que suas operações de E&P são predominantemente realizadas em águas profundas e ultra profundas a Petrobras possui um número maior de plataformas e embarcações arrendadas do que outras companhias de petróleo o que ajuda a entender porque a dívida da Companhia foi mais impactada pela IFRS 16 do que seus *peers*.

A seguir, apresentamos os principais ativos de direito de uso no imobilizado e a reconciliação para os requerimentos do IFRS 16:

### Ativos de direito de uso (R\$ milhões)

Unidades de produção de petróleo e gás natural	50.083
Embarcações	46.481
Terrenos e edificações	3.917
Outros	2.489
<b>Total</b>	<b>102.970</b>

Cerca de 90% dos contratos estão concentrados no segmento de Exploração e Produção.

<b>Compromisso de arrendamento operacional em 31 de dezembro de 2018</b>	<b>369.574</b>
Compromissos relacionados a arrendamentos ainda não iniciados	(213.058)
Efeito do desconto	(38.669)
Arrendamento de curto prazo e outros	(14.877)
Adoção inicial	102.970
Leasing financeiro (IAS 17 / CPC 06) incluído no balanço de 31 de dezembro de 2018	715
<b>Passivo de arrendamento em 1 de Janeiro de 2019</b>	<b>103.685</b>

Considerando que a companhia adotou o método de abordagem de efeito cumulativo, os passivos de arrendamento foram mensurados ao valor presente dos pagamentos de arrendamento remanescentes, utilizando como taxas de desconto, taxas incrementais sobre empréstimos da companhia na data de adoção inicial, determinadas principalmente pelas taxas de captação corporativa (obtidas pelos *yields* dos Bonds emitidos pela companhia), ajustadas por prazo, moeda, ambiente econômico do país de operação da arrendatária e efeitos de garantias similares.

A taxa média de juros incremental dos passivos de arrendamento na adoção inicial foi de 6,06%.

Estão demonstrados na tabela abaixo os impactos nas principais linhas do Balanço Patrimonial, Demonstração de Resultado e do Fluxo de Caixa.

R\$ milhões	Divulgado em 31.03.2019	Efeitos da adoção do IFRS 16	Saldo sem os efeitos do IFRS 16 em 31.03.2019
<b>Balanço Patrimonial</b>			
<b>Ativo</b>	<b>949.087</b>	<b>102.267</b>	<b>846.820</b>
<b>Passivo</b>	<b>949.087</b>	<b>102.267</b>	<b>846.820</b>
<b>Demonstração do Resultado</b>			
<b>Lucro bruto</b>	<b>26.424</b>	<b>111</b>	<b>26.313</b>
Despesas operacionais	(12.405)	65	(12.470)
<b>Lucro (prejuízo) operacional</b>	<b>14.019</b>	<b>176</b>	<b>13.843</b>
Resultado financeiro líquido	(8.147)	(1.264)	(6.883)
<b>Lucro (prejuízo) antes dos impostos</b>	<b>6.368</b>	<b>(1.088)</b>	<b>7.456</b>
Imposto de renda e contribuição social	(2.128)	370	(2.498)
<b>Lucro líquido (prejuízo)</b>	<b>4.240</b>	<b>(718)</b>	<b>4.958</b>
Acionistas não controladores	(209)	-	(209)
<b>Lucro líquido (prejuízo) acionistas da Petrobras</b>	<b>4.031</b>	<b>(718)</b>	<b>4.749</b>
<b>Demonstração do Fluxo de Caixa</b>			
Atividade operacional	17.751	2.418	15.333
Atividades de investimentos	(4.561)	895	(5.456)
Atividades de financiamentos	(30.206)	(3.313)	(26.893)
<b>Caixa e equivalentes de caixa no fim do período</b>	<b>36.476</b>	<b>-</b>	<b>36.476</b>
<b>Dívida líquida</b>	<b>372.232</b>	<b>105.264</b>	<b>266.968</b>
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>27.487</b>	<b>3.727</b>	<b>23.760</b>
<b>LTM EBITDA ajustado</b>	<b>116.570</b>	<b>3.727</b>	<b>112.843</b>
<b>Dívida líquida/ LTM EBITDA ajustado</b>	<b>3,19</b>	<b>0,82</b>	<b>2,37</b>

A adoção do IFRS 16 não altera a estratégia de desalavancagem da Petrobras, mantendo a meta de reduzir o índice dívida líquida/ EBITDA ajustado para 1,5 x em 2020.

## 5. Investimentos

Para os valores de investimentos (CAPEX) apresentados nesta sessão do relatório, não é aplicável a norma contábil internacional IFRS16.

US\$ milhões	1T19	4T18	1T19 X 4T18 (%)	1T18	1T19 x 1T18 (%)
Exploração & Produção	1.957	2.697	(27)	2.760	(29)
Refino, Transporte e Comercialização	212	375	(44)	182	16
Gás e Energia	92	153	(40)	65	42
Distribuição	36	46	(22)	26	38
Outros	37	53	(30)	34	9
<b>Total</b>	<b>2.333</b>	<b>3.324</b>	<b>(30)</b>	<b>3.067</b>	<b>(24)</b>

Do total de investimentos no 1T19, 77% correspondem a investimentos de capital, ou seja, investimentos com o objetivo principal de aumentar a capacidade de ativos existentes, implantar novos ativos de produção, escoamento e armazenagem, aumentar eficiência ou rentabilidade do ativo, e implantar infraestrutura essencial para viabilizar outros projetos de investimento de capital. Incluem investimentos em atividades exploratórias.

No segmento de Exploração e Produção, os investimentos no 1T19 totalizaram US\$ 2,0 bilhões e concentraram-se, principalmente, nas atividades relativas ao desenvolvimento da produção de novos campos de petróleo no pólo pré-sal da Bacia de Santos, à manutenção da produção de campos antigos, à melhoria da eficiência operacional dos ativos de produção e à exploração de novas áreas produtoras. Cabe destaque ainda, neste período, a entrada em operação de três novos sistemas de produção de óleo e gás nos campos de Lula e Búzios, conforme previsto no Plano de Negócios e Gestão 2019-2023.

A tabela a seguir apresenta as principais informações dos novos sistemas de produção de óleo e gás previstos no período de 2019 a 2021.

Projeto	Início de Operação Projetado	Capacidade da Plataforma bbl/dia	Capex Total PNG 19-23 US\$ bilhões	Status
<b>Berbigão</b>	2019	150.000	2,6	Projeto em fase de execução com plataforma com mais de 95% de avanço físico. 10 poços perfurados e 5 completados
<b>Atapu 1</b>	2020	150.000	3,8	Projeto em fase de execução com plataforma com mais de 95% de avanço físico. 10 poços perfurados e 1 completado
<b>Sépia 1</b>	2021	180.000	3,0	Projeto em fase de execução com plataforma com mais de 55% de avanço físico. 5 poços perfurados e 2 completados
<b>Mero 1</b>	2021	180.000	1,3	Projeto em fase de execução com plataforma com mais de 40% de avanço físico. 4 poços perfurados e 1 completado
<b>Búzios 5</b>	2022	150.000	3,1	Projeto em fase de execução e com plataforma em contratação

## 6. Gestão de portfólio

Em 2019 concluímos a venda de 2 ativos que, juntamente com os sinais obtidos nos contratos de desinvestimento assinados, nos possibilitaram US\$ 1,2 bilhão de entradas de caixa por desinvestimento. Destacam-se a venda da refinaria de Pasadena por US\$ 467 milhões e a conclusão da venda de empresas de distribuição no Paraguai, com o pagamento de US\$ 381 milhões.

Quanto às assinaturas de contratos para novas vendas de ativos no mesmo período, somamos US\$ 10,9 bilhões em valor total das transações (40% da meta estabelecida no PNG19-23, desconsiderando os investimentos adicionais contemplados no Plano de Resiliência). Este valor foi obtido ao assinarmos os contratos para a venda de 90% da TAG - detentora de cerca de 4,5 mil km de gasodutos e 74 milhões de m<sup>3</sup>/dia de capacidade de transporte de gás natural -, de 50% do campo de Tartaruga Verde e do Módulo III de Espadarte, de 34 campos de produção terrestres no Rio Grande do Norte, de 100% do campo de Maromba e da refinaria de Pasadena.

Em 2019 temos até o momento US\$ 11,3 bilhões em valor total de transações de desinvestimentos assinadas e concluídas, considerando as transações assinadas em 2018 e concluídas em 2019.

Temos *teaser* divulgado para o processo de desinvestimento da Liquigás e Mega, e outros 14 processos de desinvestimento em fase vinculante: Campo de Baúna, Sergipe-Alagoas Águas Profundas, UFN-III e Araucária Nitrogenados, 4 Polos de Campos em Águas Rasas (Polos SE, CE, RN e Pampo-Enchova), 7 Polos de Campos Terrestres (Polos Miranga, Macau, Fazenda Belém, Sergipe Terra 1, Sergipe Terra 2, Sergipe Terra 3 e Lagoa Parda).

Conforme comunicado de 08/03/2019, a Diretoria Executiva aprovou o Plano de Resiliência, que ampliou o programa de desinvestimentos com a inclusão de novos campos maduros de petróleo e gás terrestres e em águas rasas, ativos de *midstream e downstream*. Recentemente, em 26/04/2019, o Conselho de Administração aprovou novas diretrizes para a gestão do portfólio, que contemplam a venda de oito refinarias totalizando uma capacidade de processamento de 1,1 milhão de barris por dia, além da venda adicional de participação na Petrobras Distribuidora e da venda da rede de postos no Uruguai.

A Petrobras reforça a importância da gestão de portfólio com foco nos ativos em que ela é a dona natural, para a melhoria de sua alocação de capital, viabilização da redução do endividamento e do custo de capital, e o consequente aumento da geração de valor para seus acionistas.

## 7. Liquidez e Recursos de Capital

R\$ milhões	1T19	4T18	1T18
Disponibilidades ajustadas* no início do período	58.052	60.967	80.731
Títulos públicos federais e time deposits acima de 3 meses no início do período	(4.198)	(4.164)	(6.237)
<b>Caixa e equivalentes de caixa no início do período</b>	<b>53.854</b>	<b>56.803</b>	<b>74.494</b>
Recursos gerados pelas atividades operacionais	17.749	26.108	22.218
<b>Recursos utilizados em atividades de investimento</b>	<b>(4.561)</b>	<b>(5.521)</b>	<b>638</b>
Investimentos em área de negócios	(5.647)	(8.989)	(9.225)
Recebimentos pela venda de ativos (desinvestimentos)	1.184	3.335	7.502
Investimentos em títulos e valores mobiliários	(98)	133	2.361
<b>(=) Fluxo de caixa das atividades operacionais e de investimento</b>	<b>13.188</b>	<b>20.587</b>	<b>22.856</b>
Financiamentos líquidos	(26.718)	(20.787)	(30.607)
Captações	15.955	7.397	19.258
Amortizações de principal e juros	(42.673)	(28.184)	(49.865)
Amortizações de Arrendamentos	(3.313)	-	-
Dividendos pagos a acionistas Petrobras e a não controladores	-	(1.220)	-
Participação de acionistas não controladores	(173)	311	121
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	(362)	(1.840)	(502)
<b>Caixa e equivalentes de caixa no fim do período</b>	<b>36.476</b>	<b>53.854</b>	<b>66.362</b>
Títulos públicos federais e time deposits acima de 3 meses no fim do período	4.370	4.198	3.905
<b>Disponibilidades ajustadas* no fim do período</b>	<b>40.846</b>	<b>58.052</b>	<b>70.267</b>
<b>Reconciliação do Fluxo de caixa livre</b>			
Recursos gerados pelas atividades operacionais	17.749	26.108	22.218
Investimentos em área de negócios	(5.647)	(8.989)	(9.225)
Fluxo de caixa livre*	12.102	17.119	12.993

Em 31 de março de 2019, o saldo de caixa e equivalentes de caixa era de R\$ 36,5 bilhões e as disponibilidades ajustadas totalizaram R\$ 40,8 bilhões, observando a metodologia para estabelecimento de nível de caixa mínimo e o acesso a linhas de crédito compromissadas. Os recursos proporcionados por uma geração operacional de caixa de R\$ 17,7 bilhões, captações de R\$ 16 bilhões e recebimentos pela venda de ativos de R\$ 1,2 bilhão foram destinados ao pré-pagamentos de dívidas, ao pagamento de juros e principal devidos no período e ao financiamento dos investimentos nas áreas de negócio. Destaca-se o recebimento pela venda de ativos das empresas de distribuição no Paraguai.

A geração operacional de caixa foi 20% inferior ao 1T18, devido ao maior pagamento da terceira parcela do acordo para encerramento da *Class Action*, em função da desvalorização do real frente ao dólar, ao pagamento do acordo para encerramento de investigações com autoridades americanas, à venda de ativos de E&P da PAI, além das menores margens de comercialização, compensados parcialmente por maiores volumes de vendas de derivados no mercado interno e maiores receitas com exportações, refletindo a desvalorização do real frente ao dólar. Os investimentos nos negócios da companhia foram de R\$ 5,6 bilhões no 1T19, sendo 81% dos investimentos destinados para a área de exploração e produção. Estes mesmos fatores resultaram em Fluxo de Caixa Livre\* positivo de R\$ 12,1 bilhões no 1T19.

No 1T19, a companhia captou R\$ 16 bilhões: (a) oferta de títulos no mercado de capitais internacional (*Global Notes*) no valor de R\$ 11,5 bilhões (US\$ 3 bilhões), sendo R\$ 2,8 bilhões (US\$ 0,7 bilhão) com a reabertura do título com vencimento em 2029 e R\$ 8,6 bilhões (US\$ 2,2 bilhões) com a emissão de novo título com vencimento em 2049; (b) oferta pública de debêntures no valor de R\$ 3,6 bilhões.

Adicionalmente, a companhia liquidou diversos empréstimos e financiamentos, destacando-se: (a) a recompra e/ou resgate de R\$ 16 bilhões (US\$ 4,2 bilhões) 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 R\$ 685 milhões; (b) o pré-pagamento de R\$ 14,6 bilhões de empréstimos no mercado bancário nacional e internacional; e (c) pré-pagamento de R\$ 1,2 bilhão de financiamentos junto ao BNDES.

\* Vide reconciliação de Disponibilidades ajustadas no Endividamento líquido e definição das Disponibilidades ajustadas e Fluxo de caixa livre no Glossário.

## 8. Endividamento consolidado

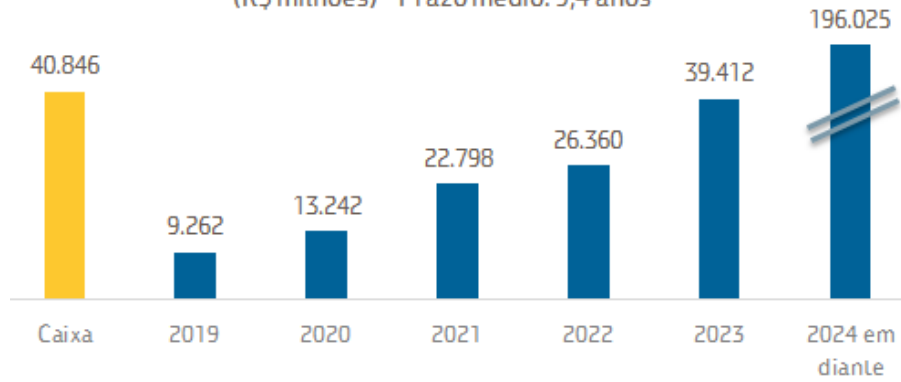
A desalavancagem é prioridade para a Petrobras, cuja meta é reduzir o índice dívida líquida/ EBITDA ajustado para 1,5 x em 2020, considerando os efeitos do IFRS 16. Em 31 de março de 2019, o endividamento bruto em reais recuou 6%, principalmente em decorrência da amortização de dívidas. O endividamento líquido e o índice dívida líquida sobre EBITDA ajustado\* aumentaram em função da adoção do IFRS 16.

A parcela do endividamento em dólar subiu de 74% no final de 2018 para 76% em março, enquanto a parcela em reais caiu de 19% para 17%.

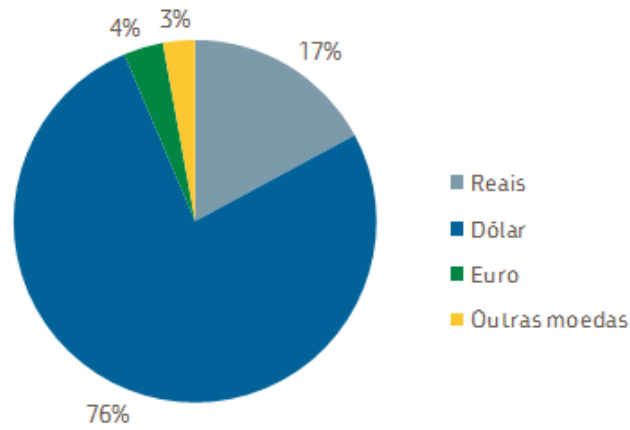
R\$ milhões	31.03.2019	31.12.2018	Δ %	31.03.2018
<b>Dívida Bruta (sem IFRS16)</b>	<b>307.099</b>	<b>326.161</b>	<b>-6</b>	<b>340.224</b>
Mercado de capitais	163.750	166.411	-2	172.086
Mercado bancário	116.871	130.581	-10	137.013
Bancos de fomento	11.230	13.124	-14	18.716
Agências de créditos à exportação	14.256	15.038	-5	11.372
Partes relacionadas	-	-	-	-
Outros	992	1.007	-1	1.037
<b>Arrendamentos mercantis (IFRS 16)</b>	<b>105.979</b>	<b>715</b>	<b>14.722</b>	<b>759</b>
Disponibilidades ajustadas*	40.846	58.052	-30	80.731
<b>Dívida líquida*</b>	<b>372.232</b>	<b>268.824</b>	<b>38</b>	<b>260.252</b>
Dívida líquida/(Dívida líquida+patrimônio líquido) - Alavancagem	56%	49%	7	51%
Taxa média dos financiamentos (% a.a.)	6,0	6,1	-0,1	6,1
Prazo médio da dívida (anos)	9,42	9,14	28	9,3
Índice de Dívida Líquida/LTM EBITDA ajustado*	3,19	2,34	36	3,67
Índice de Dívida Bruta/LTM EBITDA ajustado*	3,54	2,85	24	4,42
Índice de Dívida Líquida/LTM FCO*	4,12	2,85	45	3,32
<b>US\$ milhões</b>				
<b>Dívida Bruta (sem IFRS16)</b>	<b>78.810</b>	<b>84.175</b>	<b>-6</b>	<b>102.360</b>
<b>Arrendamentos mercantis (IFRS 16)</b>	<b>27.197</b>	<b>185</b>	<b>14.601</b>	<b>228</b>
Disponibilidades ajustadas*	10.482	14.982	-30	21.141
<b>Dívida Líquida</b>	<b>95.525</b>	<b>69.378</b>	<b>38</b>	<b>81.447</b>
<b>Dívida Líquida (sem IFRS16)</b>	<b>68.328</b>	<b>69.193</b>	<b>-1</b>	<b>81.219</b>

\* Vide definição de Disponibilidades Ajustadas, Endividamento Líquido, FCO e Alavancagem no Glossário e reconciliação na seção de Reconciliação do EBITDA ajustado e FCO.

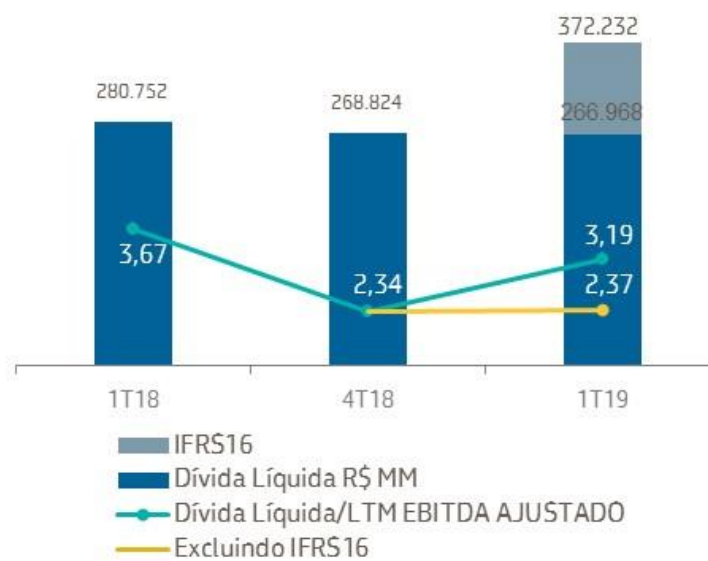
### Amortizações dos Empréstimos, Financiamentos e Debêntures (R\$ milhões) - Prazo médio: 9,4 anos



### Composição por moeda



### Evolução do indicador Dívida líquida /LTM EBITDA ajustado



## 9. Resultado por Segmento de Negócio

### 9.1 Exploração & Produção

Operacional (mboed)	1T19	4T18	1T19 X 4T18 (%)	1T18	1T19 x 1T18 (%)
Petróleo, LGN e Gás Natural - Brasil*	2.461	2.566	(4)	2.583	(5)
Petróleo e LGN (mbpd)	1.971	2.055	(4)	2.085	(6)
Terra	129	131	(2)	142	(9)
Águas Rasas	76	84	(10)	92	(17)
Pós-sal profundo e ultra profundo	730	793	(8)	888	(18)
Pré-sal	1.036	1.047	(1)	964	7
Gás Natural (mboed)	489	511	(4)	497	(1)
Petróleo, LGN e Gás Natural – exterior (mboed)	78	94	(17)	98	(20)
<b>Total (mboed)</b>	<b>2.538</b>	<b>2.660</b>	<b>(5)</b>	<b>2.681</b>	<b>(5)</b>

#### 1T19 X 4T18

A produção de óleo, LGN e gás natural, diminuiu, principalmente, em função da maior concentração de manutenções em plataformas no primeiro trimestre de 2019 e do comissionamento dos novos sistemas do campo de Búzios, bem como pela redução da participação da Petrobras em campos nos EUA. Tais paradas, parcialmente compensadas pelo início de operação de três novas plataformas em 2019 (P-67, na área norte de Lula, e P-76 e P-77, no campo de Búzios), afetaram a produção do mês de fevereiro, com reflexos adicionais na produção até a última semana de abril, a partir de quando a produção retornou ao patamar de 2,7 MM boed.

#### 1T19 X 1T18

A produção de óleo, LGN e gás natural, diminuiu, principalmente, pela cessão de direitos de 25% da participação do Campo de Roncador e pela redução da participação da Petrobras em campos nos EUA, associados à maior concentração de manutenções em plataformas no primeiro trimestre de 2019 e ao declínio natural de produção, tendo sido parcialmente compensadas pelo início de operação de sete novos sistemas nos últimos 12 meses, que ainda se encontram no processo de comissionamento e interligação de novos poços: P-74, P-75, P-76 e P-77, no campo de Búzios; FPSO Campos dos Goytacazes, no campo de Tartaruga Verde; P-69, no Extremo Sul de Lula; e P-67, na área norte de Lula.

\* Os dados operacionais não são auditados pelo auditor independente.

\* Vide definição de EBITDA Ajustado e Margem do EBITDA Ajustado no Glossário e reconciliação na seção de Reconciliação do EBITDA Ajustado por Área de Negócio.

R\$ milhões	1T19	4T18	1T19 X 4T18 (%)	1T18	1T19 x 1T18 (%)
Receita de vendas	42.898	50.775	(16)	40.708	5
Lucro bruto	17.258	24.838	(31)	16.620	4
Despesas operacionais	(2.108)	(11.659)	82	850	(348)
Lucro (Prejuízo) operacional	15.150	13.179	15	17.470	(13)
Lucro líquido (Prejuízo) - Acionistas Petrobras	10.138	8.734	16	11.536	(12)
EBITDA ajustado do segmento*	25.475	25.754	(1)	22.659	12
Margem do EBITDA do segmento (%)*	59	51	9	56	4
<b>Brent médio (R\$/bbl)</b>	238,41	257,70	(7)	216,51	10
<b>Brent médio (US\$/bbl)</b>	63,20	67,76	(7)	66,76	(5)
<b>Preço de venda - Brasil</b>					
Petróleo (US\$/bbl)	59,05	66,71	(11)	62,27	(5)
<b>Lifting cost - Brasil (US\$/barril) **</b>					
sem participação governamental	10,44	10,24	2	11,51	(9)
com participação governamental	22,73	23,77	(4)	23,58	(4)
<b>Lifting cost - Brasil (R\$/barril) **</b>					
sem participação governamental	38,92	38,27	2	37,15	5
com participação governamental	85,47	87,18	(2)	76,26	12
<b>Participações Governamentais - Brasil</b>	9.053	9.970	(9)	7.967	14
Royalties	4.095	4.658	(12)	3.707	10
Participação Especial	4.911	5.264	(7)	4.215	17
Retenção de área	47	48	(2)	45	4

### 1T19 x 4T18

O *lifting cost* sem participação governamental em dólar aumentou 2%, principalmente, devido ao impacto da menor produção, compensado parcialmente pela queda nos gastos com intervenção de poços. Por outro lado, houve redução dos gastos com participações governamentais em consequência da queda nas cotações internacionais de petróleo.

O lucro operacional aumentou, principalmente, devido às perdas reconhecidas no final de 2018 dos seguintes itens não recorrentes: *impairment*, com destaque para os Campos de produção no Brasil e no exterior, equalização de gastos com as unitizações nos Campos de Sapinhoá, Tartaruga e Lula, e as provisões para contingências judiciais, principalmente relacionadas ao acordo para unificação dos campos do Parque das Baleias e à arbitragem movida pela Vantage. O aumento do lucro operacional foi parcialmente compensado pela redução nas cotações do *Brent* e pela valorização do real.

### 1T19 x 1T18

O *lifting cost* em dólares sem participação governamental se reduziu em 9% devido principalmente à apreciação do dólar sobre os gastos em reais, além dos menores gastos com intervenções em poços. Este efeito foi parcialmente compensado pela redução da produção. Nas participações governamentais houve aumento da alíquota efetiva em Lula e o efeito da unificação no Parques das Baleias, amenizados pela redução do *Brent*.

O lucro operacional reduziu, principalmente, pelo resultado positivo com a cessão de direitos das áreas de Lapa, Iara e Carcará em 2018 e por maiores participações governamentais, compensados parcialmente pela desvalorização do real.

\*\* Em 2019, buscando preservar a comparabilidade temporal, o indicador gerencial *lifting cost* permanece considerando a contraprestação dos arrendamentos em sua composição, isto é, preserva o critério anterior à adoção da IFRS 16.

## 9.2 Refino, Transporte e Comercialização

Operacional	1T19	4T18	1T19 X 4T18 (%)	1T18	1T19 x 1T18 (%)
<b>Volume de Produção*</b>	<b>1.740</b>	<b>1.736</b>	<b>-</b>	<b>1.678</b>	<b>4</b>
Diesel	680	736	(8)	623	9
Gasolina	391	379	3	399	(2)
Óleo Combustível	198	162	23	181	10
Nafta	70	63	12	59	19
GLP	118	123	(4)	124	(5)
QAV	113	105	7	121	(7)
Outros	171	169	2	173	(1)
<b>Volume de Vendas *</b>	<b>1.737</b>	<b>1.848</b>	<b>(6)</b>	<b>1.647</b>	<b>5</b>
Diesel	698	782	(11)	586	19
Gasolina	385	405	(5)	396	(3)
Óleo combustível	45	42	7	50	(9)
Nafta	91	96	(6)	97	(7)
GLP	215	227	(6)	217	(1)
QAV	126	124	1	122	3
Outros	177	171	3	178	(1)
<b>Indicadores Operacionais - (mil barris/dia)*</b>					
Carga de referência	2.176	2.176	-	2.176	-
Fator de utilização do parque de refino (%)	75	72	3	72	3
Carga fresca processada	1.638	1.642	-	1.569	4
Carga processada	1.674	1.685	(1)	1.623	3
Participação do óleo nacional na carga processada (%)	92	90	2	94	(2)
<b>Exportação (importação) líquida</b>	<b>330</b>	<b>216</b>	<b>53</b>	<b>507</b>	<b>(35)</b>
<b>Importação (mil barris/dia)*</b>	<b>343</b>	<b>424</b>	<b>(19)</b>	<b>179</b>	<b>92</b>
Petróleo	179	147	22	82	118
Diesel	70	94	(26)	-	-
Gasolina	25	49	(49)	3	733
Nafta	13	40	(68)	34	(62)
GLP	46	66	(30)	54	(15)
Outros derivados	10	28	(64)	6	67
<b>Exportação (mil barris/dia)*</b>	<b>673</b>	<b>640</b>	<b>5</b>	<b>686</b>	<b>(2)</b>
Petróleo	494	468	6	496	-
Óleo combustível	116	109	6	111	5
Outros derivados	63	63	-	79	(20)

### 1T19 x 4T18

Menores vendas no mercado interno, principalmente diesel e gasolina, devido à sazonalidade do período e a maior colocação de produto por terceiros. O volume de produção de derivados ficou estável e em linha com a carga processada.

A exportação líquida de petróleo teve uma pequena redução, pois o aumento das importações suplantou o das exportações devido à queda da produção de petróleo.

O saldo líquido de exportação de derivados se tornou positivo principalmente devido às menores importações de derivados, refletindo a redução do volume de vendas.

### 1T19 x 1T18

Maiores vendas no mercado interno, principalmente diesel, devido à diminuição das vendas de terceiros em função das menores margens praticadas, além do crescimento da economia no período. O aumento da produção de derivados acompanhou o crescimento do mercado.

A exportação líquida de petróleo reduziu devido ao aumento da importação de petróleo em função da menor produção e maior carga processada nas refinarias.

A exportação líquida de derivados reduziu, principalmente, pelo aumento da importação de derivados em função do aumento de volume de vendas.

R\$ milhões	1T19	4T18	1T19 X 4T18 (%)	1T18	1T19 x 1T18 (%)
Receita de vendas	60.803	72.089	(16)	55.329	10
Lucro bruto	4.636	157	2853	6.172	(25)
Despesas operacionais	(2.333)	(5.257)	56	(2.368)	1
Lucro (Prejuízo) operacional	2.303	(5.100)	145	3.804	(39)
Lucro líquido (Prejuízo) - Acionistas Petrobras	1.905	(3.320)	157	3.056	(38)
EBITDA ajustado do segmento*	4.752	(1.062)	547	5.860	(19)
Margem do EBITDA do segmento (%)*	8	(1)	9	11	(3)
Custo do refino (US\$/barril) - Brasil	2,59	2,49	4	3,0	(13)
Custo do refino (R\$/barril) - Brasil	9,74	9,44	3	9,6	2
Custo do refino (US\$/barril) - Exterior	5,14	4,76	8	4,6	13
Preço derivados básicos - Mercado Interno (R\$/bbl)	277,82	312,35	(11)	255,61	9

### 1T19 x 4T18

O maior lucro bruto no 1T19 deve-se à melhor margem de comercialização de petróleo e derivados, pois apesar dos menores volumes e receitas de vendas, a redução proporcional do CPV foi maior. Tal redução decorre do fato de que no 4T18 ocorreram realização de estoques formados a custos mais altos.

A melhora do lucro operacional decorreu do maior lucro bruto e das menores despesas no 1T19. O 4T18 foi impactado por maior despesa com *impairment* e maiores gastos com ocorrências operacionais e paradas de unidades.

### 1T19 x 1T18

O lucro bruto do 1T18 foi favorecido pelo aumento dos preços de óleo e derivados no mercado internacional. Dessa forma, a margem de comercialização de derivados e petróleo foi superior devido à formação de estoque com custos mais baixos. Houve ainda maiores custos com a compra de gás natural para consumo nas refinarias em função de maior processamento de óleo, compensado parcialmente pelo o maior volume de vendas de diesel no mercado interno (aumento do *market share*) e pelas maiores margens de exportação de óleo.

O menor lucro operacional decorreu do menor lucro bruto, uma vez que as despesas se mantiveram em linha.

\* Os dados operacionais não são auditados pelo auditor independente.

\* Vide definição de EBITDA Ajustado e Margem do EBITDA Ajustado no Glossário e reconciliação na seção de Reconciliação do EBITDA Ajustado por Área de Negócio.

### 9.3 Gás e Energia

Operacional	1T19	4T18	1T19 X 4T18 (%)	1T18	1T19 x 1T18 (%)
Disponibilidade de Térmicas - MW médio*	2.788	2.788	-	2.788	-
Vendas de Contratos - MW médio*	1.513	1.861	(19)	2.073	(27)
Geração de energia elétrica - MW médio*	2.406	1.230	96	1.966	22
Preço de liquidação das diferenças SE/CO - R\$/MWh	290	158	84	196	48
Entrega de gás nacional (MM m <sup>3</sup> /dia)*	51	51	-	52	(2)
Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (MM m <sup>3</sup> /dia)*	7	2	250	2	250
Importação de Gás Natural (MM m <sup>3</sup> /dia)*	18	19	(5)	22	(18)
Volume de Vendas de Gás Natural - MM m <sup>3</sup> /dia*	75	70	7	75	-

#### 1T19 x 4T18

Houve maior geração de energia elétrica no 1T19, principalmente devido às elevadas temperaturas nos meses de janeiro e fevereiro, que resultou em maior volume de vendas de gás natural para o segmento termelétrico. Dadas as condições vantajosas no mercado internacional para aquisição de cargas, houve aumento da regaseificação de GNL.

#### 1T19 x 1T18

Volume de vendas de gás natural no mesmo patamar de 2018, com aumento da demanda não termelétrica, compensado pela menor demanda das fábricas de fertilizantes devido ao processo de hibernação. No lado da oferta, houve menor importação de gás boliviano e maior regaseificação de GNL devido às condições vantajosas para aquisição de cargas de GNL no mercado internacional.

Os menores índices de afluência e a queda do nível dos reservatórios no 1T19 contribuíram para o aumento da geração de energia nesse trimestre, em comparação ao mesmo período de 2018. Essa situação está refletida no maior valor do PLD.

R\$ milhões	1T19	4T18	1T19 X 4T18 (%)	1T18	1T19 x 1T18 (%)
Receita de vendas	12.134	11.914	2	9.198	32
Lucro bruto	3.452	3.371	2	3.365	3
Despesas operacionais	(1.893)	(682)	(178)	(2.574)	26
Lucro (Prejuízo) operacional	1.559	2.689	(42)	791	97
Lucro (Prejuízo) - Acionistas Petrobras	935	1.765	(47)	481	94
EBITDA ajustado do segmento*	2.233	3.891	(43)	1.316	70
Margem do EBITDA do segmento (%)*	18	33	(15)	14	4

### 1T19 x 4T18

O lucro bruto foi superior em função dos ganhos observados na maior geração de energia. O menor lucro operacional, por sua vez, reflete o impacto das reversões de provisão de Perda de Crédito Esperada contabilizadas no 4T18.

### 1T19 x 1T18

O lucro bruto foi superior em função de melhores margens de geração de energia e de comercialização de gás natural. O lucro operacional apresentou aumento em função de menores despesas de vendas com redução na provisão de Perda de Crédito Esperada. Em 2018 também foram registradas provisões de perdas com processos judiciais e provisões de perdas com baixas e cancelamentos de projetos.

\* Vide definição de EBITDA Ajustado e Margem do EBITDA Ajustado no Glossário e reconciliação na seção de Reconciliação do EBITDA Ajustado por Área de Negócio.

## 9.4 Distribuição

Operacional	1T19	4T18	1T19 X 4T18 (%)	1T18	1T19 x 1T18 (%)
<b>Volume de vendas de derivados mercado interno*</b>	<b>593</b>	<b>610</b>	<b>(3)</b>	<b>625</b>	<b>(5)</b>
Diesel	279	296	(6)	288	(3)
Gasolina	153	159	(4)	170	(11)
Óleo combustível	30	29	5	38	(19)
QAV	53	51	5	54	(2)
Outros	79	76	4	75	5

R\$ milhões	1T19	4T18	1T19 X 4T18 (%)	1T18	1T19 x 1T18 (%)
Receita de vendas	23.256	26.312	(12)	23.416	(1)
Lucro bruto	1.635	1.578	4	1.571	4
Despesas operacionais	(470)	(1.199)	61	(1.029)	54
Lucro (Prejuízo) operacional	1.165	379	207	542	115
Lucro (Prejuízo) - Acionistas Petrobras	654	185	254	271	141
EBITDA ajustado do segmento*	760	497	53	660	15
Margem do EBITDA do segmento (%)*	3	2	2	3	-

### 1T19 x 4T18

O acréscimo no lucro bruto decorre do aumento nas margens médias de comercialização, destacando a estratégia adotada pela companhia com maior foco na rentabilidade, compensado parcialmente pela redução nos volumes vendidos.

O lucro operacional apresentou acréscimo decorrente, principalmente, das reduções nas despesas operacionais. Destaca-se a provisão realizada no 4T18 para o plano de incentivo ao desligamento voluntário (PIDV) associada às reversões no 1T19, em função de desistências do programa. Adicionalmente, houve redução nas despesas com campanhas institucionais decorrente de gastos realizados no 4T18.

### 1T19 x 1T18

O acréscimo no lucro bruto decorre do aumento nas margens médias de comercialização, destacando a estratégia adotada pela companhia com maior foco na rentabilidade, compensado parcialmente pela redução nos volumes vendidos. O lucro operacional reflete, principalmente, o acréscimo no lucro bruto e menores despesas operacionais.

\* Vide definição de EBITDA Ajustado e Margem do EBITDA Ajustado no Glossário e reconciliação na seção de Reconciliação do EBITDA Ajustado por Área de Negócio.

\*\* Os dados operacionais não são auditados pelo auditor independente.

\* Vide definição de EBITDA Ajustado e Margem do EBITDA Ajustado no Glossário e reconciliação na seção de Reconciliação do EBITDA Ajustado por Área de Negócio.

## Anexo I: Reconciliação do EBITDA Ajustado e Fluxo de Caixa Operacional

O EBITDA é um indicador calculado como sendo o lucro líquido do período acrescido dos tributos sobre o lucro, resultado financeiro líquido, depreciação e amortização. A Petrobras divulga o EBITDA, conforme faculta a Instrução CVM nº 527 de outubro de 2012.

Visando refletir a visão dos Administradores quanto à formação do resultado das atividades correntes da companhia, o EBITDA também é apresentado ajustado (EBITDA Ajustado) por: resultado da participação em investimentos, *impairment*, resultados com desinvestimentos e baixa de ativos, e efeitos cambiais acumulados de conversão (CTA) reclassificados para resultado.

No cálculo do EBITDA Ajustado a Companhia acrescentou, para os períodos de 2018, os ganhos e perdas cambiais resultantes das provisões para processos judiciais em moedas estrangeiras. As provisões dos processos judiciais em moedas estrangeiras consistem, principalmente, na parte da Petrobras do acordo da *Class Action*, finalizado em dezembro de 2017. Os ganhos ou perdas cambiais sobre as provisões dos processos judiciais são apresentados em Outras Receitas e Despesas para fins contábeis, mas a Administração não os considera como parte das atividades correntes da Companhia, assim como são similares aos efeitos cambiais apresentados no Resultado Financeiro líquido. Não foram feitos ajustes nos períodos comparativos apresentados, pois os valores não foram significativos.

O EBITDA Ajustado, quando refletindo o somatório dos últimos 12 meses, também representa uma alternativa da geração operacional de caixa da companhia. Esta medida é utilizada para cálculo da métrica Dívida Líquida sobre EBITDA ajustado, estabelecida no Plano de Negócio e Gestão (PNG 2019-2023), auxiliando avaliação da alavancagem e liquidez da companhia.

O EBITDA e EBITDA Ajustado não estão previstos nas normas internacionais de contabilidade – IFRS, e não devem servir como base de comparação com os divulgados por outras empresas, assim como não devem ser considerados como substitutos a qualquer outra medida calculada de acordo com o IFRS. Estas medidas devem ser consideradas em conjunto com outras medidas e indicadores para um melhor entendimento sobre o desempenho e condições financeiras da companhia.

R\$ milhões	1T19	4T18	1T19 X 4T18 (%)	1T18	2019 x 2018 (%)
Lucro líquido (Prejuízo)	4.240	2.978	42	7.125	(40)
Resultado Financeiro Líquido	8.147	5.366	52	7.246	12
Imposto de renda e contribuição social	2.128	3.236	(34)	3.955	(46)
Depreciação, depleção e amortização	14.004	10.926	28	11.057	27
<b>EBITDA</b>	<b>28.519</b>	<b>22.506</b>	<b>27</b>	<b>29.383</b>	<b>(3)</b>
Resultado de participações em investimentos	(496)	(123)	(303)	(511)	3
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	(26)	6.307	(100)	58	(145)
Realização de ajustes acumulados de conversão - CTA	127	-	-	-	-
Resultado com Vendas e Baixas de Ativos (*)	(695)	788	(188)	(3.261)	79
Efeito de variação cambial sobre contingências relevantes em moeda estrangeira	58	(317)	118	99	(41)
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>27.487</b>	<b>29.161</b>	<b>(6)</b>	<b>25.768</b>	<b>7</b>
Imposto de renda e contribuição social	(2.128)	(3.236)	34	(3.955)	46
Perdas de crédito esperadas	120	(3.121)	104	443	(73)
Variação contas a receber	4.565	5.013	(9)	1.810	152
Variação de estoques	1.405	2.461	(43)	(1.142)	223
Variação fornecedores	(2.375)	(2.634)	10	(1.357)	(75)
Variação imposto de renda e contribuição social diferidos	(516)	1.227	(142)	634	(181)
Variação de impostos, taxas e contribuições	(1.333)	(3.969)	66	576	(331)
Variações operacionais em outros ativos e passivos	(9.476)	1.206	(886)	(559)	(1.595)
<b>Recursos gerados pelas atividades operacionais (FCO)</b>	<b>17.749</b>	<b>26.108</b>	<b>(32)</b>	<b>22.218</b>	<b>(20)</b>
Margem do EBITDA Ajustado (%)	34	31	3	35	(1)

## Anexo II: Reconciliação do LTM EBITDA Ajustado e LTM Fluxo de Caixa Operacional

R\$ milhões	LTM (últimos 12 meses)	
	31.03.2019	31.12.2018
Lucro líquido (Prejuízo)	23.813	26.698
Resultado Financeiro Líquido	22.001	21.100
Imposto de renda e contribuição social	15.251	17.078
Depreciação, depleção e amortização	46.593	43.646
<b>EBITDA</b>	<b>107.658</b>	<b>108.522</b>
Resultado de participações em investimentos	(1.904)	(1.919)
Reversão/Perdas no valor de recuperação de ativos - Impairment	7.605	7.689
Realização de ajustes acumulados de conversão - CTA	127	-
Resultado com vendas/baixas de ativos	1.480	(1.086)
Efeito de variação cambial sobre contingências relevantes em moeda estrangeira	1.605	1.646
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>116.571</b>	<b>114.852</b>
Imposto de renda e contribuição social	(15.251)	(17.078)
Perdas de crédito esperadas	1	324
Variação contas a receber	(1.876)	(4.631)
Variação de estoques	(4.659)	(7.206)
Variação fornecedores	2.325	3.343
Variação imposto de renda e contribuição social diferidos	1.640	2.787
variação de impostos, taxas e contribuições	(3.186)	(1.389)
Variações operacionais em outros ativos e passivos	(4.188)	4.844
<b>Recursos gerados pelas atividades operacionais (FCO)</b>	<b>91.377</b>	<b>95.846</b>

## Anexo III: Hedge Fluxo de Caixa sobre exportações

R\$ milhões	1T19	4T18	1T19 X 4T18 (%)	1T18	1T19 x 1T18 (%)
Variação Monetária e Cambial Total	(2.267)	6.695	(134)	(935)	(143)
Variação Cambial Diferida registrada no Patrimônio Líquido	2.408	(7.359)	133	1.099	119
Reclassificação do Patrimônio Líquido para o resultado	(2.847)	(3.448)	17	(2.661)	(7)
<b>Variação Monetária e Cambial, Líquidas</b>	<b>(2.706)</b>	<b>(4.112)</b>	<b>34</b>	<b>(2.497)</b>	<b>(8)</b>

A reclassificação de despesa de variação cambial do patrimônio líquido para o resultado no 1T19 totalizou (R\$ 2,8 bilhões), representando um acréscimo de 7% comparado ao mesmo período em 2018, devido, principalmente, ao comportamento da taxa de câmbio R\$/US\$.

Alterações das expectativas de realização de preços e volumes de exportação em futuras revisões dos planos de negócios podem vir a determinar necessidade de reclassificações adicionais de variação cambial acumulada no patrimônio líquido para resultado. Uma análise de sensibilidade com preço médio do petróleo *Brent* mais baixo em US\$ 10/barril que o considerado na última revisão do PNG 2019-2023, não indicaria a necessidade de reclassificação de variação cambial no patrimônio líquido para o resultado.

A expectativa anual de realização do saldo de variação cambial acumulada no patrimônio líquido em 31.03.2019 é demonstrada a seguir:

	Consolidado								
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026 a 2028	Total
<b>Expectativa de realização</b>	(8.780)	(10.290)	(9.938)	(10.813)	(6.621)	(3.641)	(214)	322	(49.975)

\* Inclui as contas de resultados com vendas e baixas de ativos e ganho / perda na remensuração de ativos - participações societárias.

## Anexo IV: Ativos e Passivos sujeitos à variação cambial

A Companhia possui ativos e passivos sujeitos a variações de moedas estrangeiras, cujas principais exposições brutas são do real em relação ao dólar norte-americano e do dólar norte-americano em relação ao euro. A partir de meados de maio de 2013 a Companhia estendeu a contabilidade de hedge para proteção de exportações futuras altamente prováveis.

A Companhia designa relações de hedge entre exportações e obrigações em dólares norte-americanos para que os efeitos da proteção cambial natural existentes entre essas operações sejam reconhecidas simultaneamente nas demonstrações contábeis. Com a extensão da contabilidade de hedge, ganhos ou perdas provocadas por variações cambiais são acumulados no patrimônio líquido, somente afetando o resultado na medida em que as exportações são realizadas.

Em 2017, a Petrobras, por meio de sua controlada indireta Petrobras Global Trading B.V. (PGT), contratou operação de derivativo denominada *Cross currency swap*, com o objetivo de se proteger da exposição em libras esterlinas versus dólar, decorrente da emissão de *bonds* nos valores nominal de GBP 700 milhões e GBP 600 milhões e com vencimento em dezembro de 2026 e de 2034, respectivamente. A Companhia não tem intenção de liquidar tais contratos antes do prazo de vencimento.

No primeiro trimestre de 2019, a Petrobras Global Finance B.V. (PGF) recomprou *bonds* denominados em dólar no volume de USD 207 milhões.

Os saldos de ativos e passivos em moeda estrangeira de empresas controladas no exterior não são inseridos na exposição abaixo, quando realizados em moedas equivalentes às suas respectivas moedas funcionais.

Em 31.03.2019, a exposição cambial líquida da Companhia é passiva, sendo a principal a do dólar norte-americano em relação ao euro.

R\$ milhões	31.03.2019	31.12.2018
Ativo	48.922	50.557
Passivo	(426.548)	(325.515)
Hedge Accounting	363.390	256.390
Cross Currency Swap	6.602	6.450
Non Delivery Forward (NDF)	15.256	15.396
<b>Total</b>	<b>7.622</b>	<b>3.278</b>

R\$ milhões	31.03.2019	31.12.2018
Real/ Dólar	5.634	587
Real/ Euro	(95)	(45)
Real/ Libra esterlina	(73)	(74)
Dólar/ Iene japonês	-	-
Dólar/ Euro	2.128	846
Dólar/ Libra esterlina	28	1.964
<b>Total</b>	<b>7.622</b>	<b>3.278</b>

## Anexo V: Demonstração de Resultado no exterior

R\$ milhões	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Receita de vendas	138	92	33	1.133	-	-	1.397
Lucro Bruto	39	87	13	77	-	-	215
Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos	(191)	(120)	3	560	-	-	252
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras	13	(79)	16	369	-	-	319

## Anexo VI: Demonstrações Contábeis

### Demonstração do Resultado – Consolidado

R\$ milhões	1T19	4T18	1T18
Receita de vendas	79.999	92.720	74.461
Custo dos produtos e serviços vendidos	(53.575)	(61.217)	(47.688)
<b>Lucro bruto</b>	<b>26.424</b>	<b>31.503</b>	<b>26.773</b>
Vendas	(4.134)	(2.086)	(4.128)
Gerais e administrativas	(2.322)	(2.371)	(2.142)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(654)	(466)	(442)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(519)	(634)	(495)
Tributárias	(389)	(1.159)	(481)
Outras receitas (despesas), líquidas	(4.387)	(13.330)	(1.270)
	(12.405)	(20.046)	(8.958)
<b>Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos</b>	<b>14.019</b>	<b>11.457</b>	<b>17.815</b>
Receitas financeiras	1.366	3.696	1.101
Despesas financeiras	(6.807)	(4.950)	(5.850)
Var. monetárias e cambiais, líquidas	(2.706)	(4.112)	(2.497)
<b>Resultado financeiro líquido</b>	<b>(8.147)</b>	<b>(5.366)</b>	<b>(7.246)</b>
Resultado de participações em investimentos	496	123	511
<b>Lucro (Prejuízo) antes dos impostos</b>	<b>6.368</b>	<b>6.214</b>	<b>11.080</b>
Imposto de renda e contribuição social	(2.128)	(3.236)	(3.955)
<b>Lucro líquido (Prejuízo)</b>	<b>4.240</b>	<b>2.978</b>	<b>7.125</b>
Atribuível aos:			
Acionistas Petrobras	4.031	2.102	6.961
Acionistas não controladores	209	876	164
	4.240	2.978	7.125

## Balço Patrimonial – Consolidado

ATIVO	R\$ milhões	
	31.03.2019	31.12.2018
<b>Circulante</b>	130.605	143.606
Caixa e equivalentes de caixa	36.476	53.854
Títulos e valores mobiliários	4.370	4.198
Contas a receber, líquidas	19.336	22.264
Estoques	32.962	34.822
Impostos e contribuições	8.299	7.883
Ativos classificados como mantidos para venda	9.446	7.540
Depósitos vinculados a class action	11.154	7.287
Outros ativos circulantes	8.562	5.758
<b>Não Circulante</b>	818.482	716.867
Realizável a L. Prazo	87.135	85.478
Contas a receber, líquidas	20.657	21.281
Títulos e valores mobiliários	203	205
Depósitos judiciais	28.571	26.003
Imposto de renda e contribuição social diferidos	10.331	10.384
Impostos e contribuições	14.014	13.717
Adiantamento a fornecedores	2.116	2.575
Outros ativos realizáveis a longo prazo	11.243	11.313
<b>Investimentos</b>	11.266	10.690
<b>Imobilizado</b>	709.227	609.829
<b>Intangível</b>	10.854	10.870
<b>Total do Ativo</b>	949.087	860.473

PASSIVO	R\$ milhões	
	31.03.2019	31.12.2018
<b>Circulante</b>	113.539	97.068
Fornecedores	22.912	24.516
Financiamentos	12.585	14.207
Arrendamentos mercantis financeiros	23.498	89
Impostos e contribuições	13.626	14.595
Dividendos propostos	4.356	4.296
Salários, férias, encargos	7.082	6.426
Planos de pensão e saúde	3.324	3.137
Provisão para processos judiciais	13.226	13.493
Passivos associados a ativos mantidos para venda	3.957	3.808
Acordo para encerramento de investigações	-	3.034
Outras contas e despesas a pagar	8.973	9.467
<b>Não Circulante</b>	546.517	479.862
Financiamentos	294.514	311.954
Arrendamentos mercantis financeiros	82.481	626
Impostos e contribuições	2.115	2.139
Imposto de renda e contribuição social diferidos	2.563	2.536
Planos de pensão e saúde	86.209	85.012
Provisão para processos judiciais	15.961	15.202
Provisão para desmantelamento de áreas	58.819	58.637
Outras contas e despesas a pagar	3.855	3.756
<b>Patrimônio Líquido</b>	289.031	283.543
Capital Social realizado	205.432	205.432
Reservas de lucros e outras	77.227	71.793
Participação dos acionistas não controladores	6.372	6.318
<b>Total do passivo</b>	949.087	860.473

## Demonstração dos Fluxos de Caixa – Consolidado

R\$ milhões	1T19	4T18	1T18
<b>Lucro líquido (prejuízo) do exercício</b>	4.240	2.978	7.125
Ajustes para:			
Despesa atuarial de planos de pensão e saúde	2.177	1.942	1.943
Resultado de participações em investidas	(496)	(123)	(511)
Depreciação, depleção e amortização	14.004	10.926	11.057
Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	(26)	6.307	58
Ajuste a valor de mercado dos estoques	(154)	1.463	60
Perdas de crédito esperadas	120	(3.121)	443
Baixa de poços secos	189	58	26
Resultado com vendas e baixas de ativos	(695)	788	(3.261)
Variações cambiais, monetárias e encargos financeiros não realizados e outras	8.373	4.516	8.614
Imposto de renda e contribuição social diferidos, líquidos	(516)	1.227	634
Realização do ajuste acumulado de conversão e outros resultados abrangentes	127	-	-
Revisão e atualização financeira de desmantelamento de áreas	786	(1.786)	594
<b>Redução (aumento) de ativos</b>			
Contas a receber	4.565	5.013	1.810
Estoques	1.405	2.461	(1.142)
Depósitos Judiciais	(2.562)	(1.814)	(1.712)
Depósitos vinculados a Class Action	(3.836)	198	(2.595)
Outros ativos	(1.955)	(1.133)	(2.081)
<b>Aumento (redução) de passivos</b>			
Fornecedores	(2.375)	(2.634)	(1.357)
Impostos, taxas e contribuições	(451)	(1.349)	1.933
Imposto de renda e contribuição social pagos	(882)	(2.620)	(1.469)
Planos de pensão e de saúde	(732)	(1.218)	(662)
Provisão para processos judiciais	466	4.548	690
Salários, férias, encargos e participações	658	(352)	552
Outros passivos	(4.681)	(167)	1.469
<b>Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais</b>	17.749	26.108	22.218
<b>Fluxo de caixa das atividades de investimentos</b>			
Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis	(6.070)	(10.025)	(9.919)
Adições em investimentos	(6)	(56)	(22)
Recebimentos pela venda de ativos (Desinvestimentos)	1.184	3.335	7.502
Resgate (investimentos) em títulos e valores mobiliários (*)	(98)	133	2.361
Dividendos recebidos (**)	429	1.092	716
<b>Recursos líquidos utilizados pelas atividades de investimentos</b>	(4.561)	(5.521)	638
<b>Fluxo de caixa das atividades de financiamentos</b>			
Participação de acionistas não controladores	(173)	311	121
Financiamentos e operações de mútuo, líquidos:			
Captações	15.955	7.397	19.258
Amortizações de principal	(36.807)	(23.419)	(43.861)
Amortizações de juros (**)	(5.866)	(4.765)	(6.004)
Amortizações de Arrendamentos	(3.313)	-	-
Dividendos pagos a acionistas Petrobras	-	(1.178)	-
Dividendos pagos a acionistas não controladores	-	(42)	-
<b>Recursos líquidos utilizados pelas atividades de financiamentos</b>	(30.204)	(21.696)	(30.486)
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	(362)	(1.840)	(502)
<b>Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no período</b>	(17.378)	(2.949)	(8.132)
<b>Caixa e equivalentes de caixa no início do período</b>	53.854	56.803	74.494
<b>Caixa e equivalentes de caixa no fim do período</b>	36.476	53.854	66.362

## Anexo VII: Demonstrações Contábeis por Segmento de Negócio

### Demonstração Consolidada do Resultado por Segmento de Negócio – 1T- 2019

	R\$ milhões							
	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLI-DADO
<b>Receita de vendas</b>	42.898	60.803	12.134	229	23.256	-	(59.321)	79.999
Intersegmentos	41.651	13.893	3.244	216	317	-	(59.321)	-
Terceiros	1.247	46.910	8.890	13	22.939	-	-	79.999
Custo dos produtos e serviços vendidos	(25.640)	(56.167)	(8.682)	(233)	(21.621)	-	58.768	(53.575)
<b>Lucro bruto</b>	17.258	4.636	3.452	(4)	1.635	-	(553)	26.424
<b>Despesas</b>	(2.108)	(2.333)	(1.893)	(17)	(470)	(5.550)	(34)	(12.405)
Vendas	(1)	(1.749)	(1.589)	(1)	(762)	(6)	(26)	(4.134)
Gerais e administrativas	(267)	(322)	(134)	(15)	(202)	(1.382)	-	(2.322)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(654)	-	-	-	-	-	-	(654)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(352)	(14)	(20)	-	-	(133)	-	(519)
Tributárias	(78)	(82)	(61)	(4)	(29)	(135)	-	(389)
Outras receitas (despesas), líquidas	(756)	(166)	(89)	3	523	(3.894)	(8)	(4.387)
<b>Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos</b>	15.150	2.303	1.559	(21)	1.165	(5.550)	(587)	14.019
Resultado financeiro líquido *	-	-	-	-	-	(8.147)	-	(8.147)
Resultado de participações em investimentos	134	351	14	(4)	-	1	-	496
<b>Lucro (prejuízo) antes dos impostos</b>	15.284	2.654	1.573	(25)	1.165	(13.696)	(587)	6.368
Imposto de renda e contribuição social	(5.151)	(782)	(530)	7	(396)	4.525	199	(2.128)
<b>Lucro líquido (prejuízo)</b>	10.133	1.872	1.043	(18)	769	(9.171)	(388)	4.240
Atribuível aos:								
Acionistas da Petrobras	10.138	1.905	935	(18)	654	(9.195)	(388)	4.031
Acionistas não controladores	(5)	(33)	108	-	115	24	-	209
	10.133	1.872	1.043	(18)	769	(9.171)	(388)	4.240

### Demonstração Consolidada do Resultado por Segmento de Negócio – 1T18

	R\$ milhões							
	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLI-DADO
<b>Receita de vendas</b>	40.708	55.329	9.198	220	23.416	-	(54.410)	74.461
Intersegmentos	39.014	12.123	2.757	202	314	-	(54.410)	-
Terceiros	1.694	43.206	6.441	18	23.102	-	-	74.461
Custo dos produtos e serviços vendidos	(24.088)	(49.157)	(5.835)	(207)	(21.845)	-	53.442	(47.688)
<b>Lucro bruto</b>	16.620	6.172	3.365	13	1.571	-	(968)	26.773
<b>Despesas</b>	850	(2.368)	(2.574)	(21)	(1.029)	(3.781)	(35)	(8.958)
Vendas	(69)	(1.443)	(1.837)	(1)	(755)	4	(27)	(4.128)
Gerais e administrativas	(250)	(343)	(122)	(15)	(200)	(1.212)	-	(2.142)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(442)	-	-	-	-	-	-	(442)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(335)	(10)	(13)	-	(1)	(136)	-	(495)
Tributárias	(164)	(80)	(35)	(4)	(22)	(176)	-	(481)
Outras receitas (despesas), líquidas	2.110	(492)	(567)	(1)	(51)	(2.261)	(8)	(1.270)
<b>Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos</b>	17.470	3.804	791	(8)	542	(3.781)	(1.003)	17.815
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	(7.246)	-	(7.246)
Resultado de participações em investimentos	1	440	75	(5)	-	-	-	511
<b>Lucro (prejuízo) antes dos impostos</b>	17.471	4.244	866	(13)	542	(11.027)	(1.003)	11.080
Imposto de renda e contribuição social	(5.940)	(1.293)	(269)	2	(184)	3.387	342	(3.955)
<b>Lucro líquido (prejuízo)</b>	11.531	2.951	597	(11)	358	(7.640)	(661)	7.125
Atribuível aos:								
Acionistas da Petrobras	11.536	3.056	481	(11)	271	(7.711)	(661)	6.961
Acionistas não controladores	(5)	(105)	116	-	87	71	-	164
	11.531	2.951	597	(11)	358	(7.640)	(661)	7.125

\* O valor alocado em despesas financeiras decorrente da adoção do IFRS 16 é de R\$ 1.253 milhões.

## Demonstração Consolidada do Resultado por Segmento de Negócio – 4T- 2018

	R\$ milhões							
	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLI-DADO
<b>Receita de vendas</b>	50.775	72.089	11.914	259	26.312	-	(68.629)	92.720
Intersegmentos	48.301	16.052	3.673	251	352	-	(68.629)	-
Terceiros	2.474	56.037	8.241	8	25.960	-	-	92.720
Custo dos produtos e serviços vendidos	(25.937)	(71.932)	(8.543)	(248)	(24.734)	-	70.177	(61.217)
<b>Lucro bruto</b>	24.838	157	3.371	11	1.578	-	1.548	31.503
<b>Despesas</b>	(11.659)	(5.257)	(682)	50	(1.199)	(1.266)	(33)	(20.046)
Vendas	(64)	(1.909)	126	(2)	(818)	605	(24)	(2.086)
Gerais e administrativas	(268)	(339)	(151)	(16)	(212)	(1.384)	(1)	(2.371)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(466)	-	-	-	-	-	-	(466)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(430)	(12)	(12)	-	(1)	(179)	-	(634)
Tributárias	(72)	(460)	(123)	(5)	(24)	(475)	-	(1.159)
Outras receitas (despesas), líquidas	(10.359)	(2.537)	(522)	73	(144)	167	(8)	(13.330)
<b>Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos</b>	13.179	(5.100)	2.689	61	379	(1.266)	1.515	11.457
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	(5.366)	-	(5.366)
Resultado de participações em investimentos	31	15	86	(13)	-	4	-	123
<b>Lucro (prejuízo) antes dos impostos</b>	13.210	(5.085)	2.775	48	379	(6.628)	1.515	6.214
Imposto de renda e contribuição social	(4.481)	1.735	(914)	(21)	(129)	1.090	(516)	(3.236)
<b>Lucro líquido (prejuízo)</b>	8.729	(3.350)	1.861	27	250	(5.538)	999	2.978
Atribuível aos:								
Acionistas da Petrobras	8.734	(3.320)	1.765	27	185	(6.288)	999	2.102
Acionistas não controladores	(5)	(30)	96	-	65	750	-	876
	8.729	(3.350)	1.861	27	250	(5.538)	999	2.978

## Demonstração do grupo de Outras Receitas (Despesas) – 1T19

	R\$ milhões							CONSOLI -DADO
	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
Plano de Pensão e Saúde (Inativos)	-	-	-	-	-	(1.431)	-	(1.431)
(Perdas)/Ganhos c/Processos Judiciais, Administrativos e Arbitrais	(29)	(62)	10	(1)	(55)	(1.250)	-	(1.387)
Paradas não Programadas e Gastos Pré-Operacionais	(1.018)	(37)	(153)	-	-	(5)	-	(1.213)
Resultado com Derivativos Commodities	-	-	-	-	-	(893)	-	(893)
Provisão para Programa de Remuneração Variável	(162)	(70)	(15)	-	(13)	(127)	-	(387)
Relações Institucionais e Projetos Culturais	-	(3)	-	-	(13)	(146)	-	(162)
Realização de Ajustes Acumulados de Conversão - CTA	-	-	-	-	-	(127)	-	(127)
Despesas Operacionais c/Termelétricas	-	-	(126)	-	-	-	-	(126)
Gastos com Segurança, Meio Ambiente e Saúde	(23)	(9)	(2)	-	-	(29)	-	(63)
Participação nos Lucros ou Resultados	(4)	(7)	(2)	-	(13)	(3)	-	(29)
PCE/Perdas sobre Outros Recebíveis	7	(1)	10	-	-	(2)	-	14
Reversão/Perda no Valor de Recuperação de Ativos - Impairment	276	(250)	-	-	-	-	-	26
Subvenções e Assistências Governamentais	3	3	66	-	-	32	-	104
Gastos/Ressarcimentos com Operações em Parcerias de E&P	189	-	-	-	-	-	-	189
Resultado com Vendas e Baixas de Ativos (*)	(21)	154	24	-	537	1	-	695
Outras	26	116	99	4	80	86	(8)	403
	(756)	(166)	(89)	3	523	(3.894)	(8)	(4.387)

## Demonstração do grupo de Outras Receitas (Despesas) – 1T18

	R\$ milhões							CONSOLI -DADO
	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
Plano de Pensão e Saúde (Inativos)	-	-	-	-	-	(1.351)	-	(1.351)
(Perdas)/Ganhos c/Processos Judiciais, Administrativos e Arbitrais	(80)	(163)	(381)	-	(78)	(570)	-	(1.272)
Paradas não Programadas e Gastos Pré-Operacionais	(652)	(19)	(102)	-	-	(2)	-	(775)
Resultado com Derivativos Commodities	-	-	-	-	-	(705)	-	(705)
Provisão para Programa de Remuneração Variável	-	-	-	-	-	-	-	-
Relações Institucionais e Projetos Culturais	-	(2)	-	-	(8)	(103)	-	(113)
Realização de Ajustes Acumulados de Conversão - CTA	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas Operacionais c/Termelétricas	-	-	(82)	-	-	-	-	(82)
Gastos com Segurança, Meio Ambiente e Saúde	(40)	(14)	(1)	-	-	(25)	-	(80)
Participação nos Lucros ou Resultados	(192)	(93)	(17)	-	-	(149)	-	(451)
PCE/Perdas sobre Outros Recebíveis	(6)	(2)	4	-	-	(18)	-	(22)
Reversão/Perda no Valor de Recuperação de Ativos - Impairment	-	(57)	(1)	-	-	-	-	(58)
Subvenções e Assistências Governamentais	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos/Ressarcimentos com Operações em Parcerias de E&P	181	-	-	-	-	-	-	181
Resultado com Vendas e Baixas de Ativos (*)	3.084	(2)	24	-	1	154	-	3.261
Outras	(185)	(140)	(11)	(1)	34	508	(8)	197
	2.110	(492)	(567)	(1)	(51)	(2.261)	(8)	(1.270)

## Demonstração do grupo de Outras Receitas (Despesas) – 4T- 2018

	R\$ milhões							CONSOLI-DADO
	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
Plano de Pensão e Saúde (Inativos)	-	-	-	-	-	(1.351)	-	(1.351)
(Perdas)/Ganhos c/Processos Judiciais, Administrativos e Arbitrais	(5.755)	18	7	-	(53)	868	-	(4.915)
Paradas não Programadas e Gastos Pré-Operacionais	(1.234)	(31)	(144)	-	-	(2)	-	(1.411)
Resultado com Derivativos Commodities	-	-	-	-	-	758	-	758
Provisão para programa de remuneração variável	(538)	(241)	-	-	(90)	(230)	-	(1.099)
Relações Institucionais e Projetos Culturais	(1)	(3)	-	-	(85)	(247)	-	(336)
Realização de Ajustes Acumulados de Conversão - CTA	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas Operacionais c/Termelétricas	-	-	(147)	-	-	-	-	(147)
Gastos com Segurança, Meio Ambiente e Saúde	(48)	(10)	(2)	-	(1)	(29)	-	(90)
Participação nos Lucros ou Resultados	(17)	(31)	(12)	-	(15)	(17)	-	(92)
PCE/Perdas sobre Outros Recebíveis	(12)	247	-	1	-	(355)	-	(119)
Reversão/Perda no Valor de Recuperação de Ativos - Impairment	(3.866)	(1.861)	(649)	69	-	-	-	(6.307)
Subvenções e Assistências Governamentais	3	6	91	2	-	617	-	719
Gastos/Ressarcimentos com Operações em Parcerias de E&P	418	-	-	-	-	-	-	418
Resultado com Vendas e Baixas de Ativos (*)	(563)	(184)	(9)	-	(12)	(19)	-	(787)
Outras	1.254	(447)	343	1	112	174	(8)	1.429
	(10.359)	(2.537)	(522)	73	(144)	167	(8)	(13.330)

## Ativo Consolidado por Segmento de Negócio – 31.03.2019

	R\$ milhões							CONSOLI-DADO
	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
<b>Ativo</b>	599.513	179.488	63.652	831	19.390	99.321	(13.108)	949.087
<b>Circulante</b>	20.509	47.692	7.636	288	8.416	60.554	(14.490)	130.605
<b>Não circulante</b>	579.004	131.796	56.016	543	10.974	38.767	1.382	818.482
Realizável a longo prazo	31.157	13.521	6.578	9	3.388	30.951	1.531	87.135
Investimentos	2.578	5.439	3.038	187	1	23	-	11.266
Imobilizado	537.237	112.216	45.456	347	6.805	7.315	(149)	709.227
Em operação	455.748	100.139	35.433	342	5.904	6.801	(149)	604.218
Em construção	81.489	12.077	10.023	5	901	514	-	105.009
Intangível	8.032	620	944	-	780	478	-	10.854

## Ativo Consolidado por Segmento de Negócio – 31.12.2018

	R\$ milhões							CONSOLI-DADO
	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
<b>Ativo</b>	512.689	170.810	60.479	843	19.918	109.153	(13.419)	860.473
<b>Circulante</b>	20.630	46.360	7.853	308	9.978	72.653	(14.176)	143.606
<b>Não circulante</b>	492.059	124.450	52.626	535	9.940	36.500	757	716.867
Realizável a longo prazo	31.443	12.731	5.908	9	3.245	31.232	910	85.478
Investimentos	2.520	5.046	2.932	176	-	16	-	10.690
Imobilizado	450.073	105.998	42.845	350	5.923	4.793	(153)	609.829
Em operação	361.027	94.337	33.003	345	5.087	4.098	(153)	497.744
Em construção	89.046	11.661	9.842	5	836	695	-	112.085
Intangível	8.023	675	941	-	772	459	-	10.870

## Reconciliação do EBITDA Ajustado por Segmento de Negócio – 1T19

	R\$ milhões							
	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLI-DADO
Lucro líquido (prejuízo)	10.133	1.872	1.043	(18)	769	(9.171)	(388)	4.240
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	8.147	-	8.147
Imposto de renda/Contribuição social	5.151	782	530	(7)	396	(4.525)	(199)	2.128
Depreciação, depleção e amortização	10.580	2.353	698	4	132	237	-	14.004
<b>EBITDA</b>	<b>25.864</b>	<b>5.007</b>	<b>2.271</b>	<b>(21)</b>	<b>1.297</b>	<b>(5.312)</b>	<b>(587)</b>	<b>28.519</b>
Resultado de participações em investimentos	(134)	(351)	(14)	4	-	(1)	-	(496)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	(276)	250	-	-	-	-	-	(26)
Realização de ajustes acumulados de conversão - CTA	-	-	-	-	-	127	-	127
Efeito de variação cambial sobre contingências relevantes em moeda estrangeira	-	-	-	-	-	58	-	58
Resultado com vendas e baixas de ativos**	21	(154)	(24)	-	(537)	(1)	-	(695)
<b>EBITDA ajustado*</b>	<b>25.475</b>	<b>4.752</b>	<b>2.233</b>	<b>(17)</b>	<b>760</b>	<b>(5.129)</b>	<b>(587)</b>	<b>27.487</b>

## Reconciliação do EBITDA Ajustado por Segmento de Negócio – 1T18

	R\$ milhões							
	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLI-DADO
Lucro líquido (prejuízo)	11.531	2.951	597	(11)	358	(7.640)	(661)	7.125
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	7.246	-	7.246
Imposto de renda/Contribuição social	5.940	1.293	269	(2)	184	(3.387)	(342)	3.955
Depreciação, depleção e amortização	8.273	1.997	548	4	119	116	-	11.057
<b>EBITDA</b>	<b>25.744</b>	<b>6.241</b>	<b>1.414</b>	<b>(9)</b>	<b>661</b>	<b>(3.665)</b>	<b>(1.003)</b>	<b>29.383</b>
Resultado de participações em investimentos	(1)	(440)	(75)	5	-	-	-	(511)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	-	57	1	-	-	-	-	58
Realização de ajustes acumulados de conversão - CTA	-	-	-	-	-	-	-	-
Efeito de variação cambial sobre contingências relevantes em moeda estrangeira	-	-	-	-	-	99	-	99
Resultado com vendas e baixas de ativos**	(3.084)	2	(24)	-	(1)	(154)	-	(3.261)
<b>EBITDA ajustado*</b>	<b>22.659</b>	<b>5.860</b>	<b>1.316</b>	<b>(4)</b>	<b>660</b>	<b>(3.720)</b>	<b>(1.003)</b>	<b>25.768</b>

## Reconciliação do EBITDA Ajustado por Segmento de Negócio – 4T18

	R\$ milhões							
	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLI-DADO
Lucro líquido (prejuízo)	8.729	(3.350)	1.861	27	250	(5.538)	999	2.978
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	5.366	-	5.366
Imposto de renda/Contribuição social	4.481	(1.735)	914	21	129	(1.090)	516	3.236
Depreciação, depleção e amortização	8.146	1.993	544	5	106	132	-	10.926
<b>EBITDA</b>	<b>21.356</b>	<b>(3.092)</b>	<b>3.319</b>	<b>53</b>	<b>485</b>	<b>(1.130)</b>	<b>1.515</b>	<b>22.506</b>
Resultado de participações em investimentos	(31)	(15)	(86)	13	-	(4)	-	(123)
Reversão/Perdas no valor de recuperação de ativos - Impairment	3.866	1.861	649	(69)	-	-	-	6.307
Realização de ajustes acumulados de conversão - CTA	-	-	-	-	-	-	-	-
Efeito de variação cambial sobre contingências relevantes em moeda estrangeira	-	-	-	-	-	(316)	-	(316)
Resultado com vendas e baixas de ativos**	563	184	9	-	12	19	-	787
<b>EBITDA ajustado*</b>	<b>25.754</b>	<b>(1.062)</b>	<b>3.891</b>	<b>(3)</b>	<b>497</b>	<b>(1.431)</b>	<b>1.515</b>	<b>29.161</b>

\* Vide definição de EBITDA ajustado no Glossário.

\*\* Inclui as contas de resultado com vendas e baixas de ativos e ganhos/perdas na remensuração - participações societárias.

## Glossário

**ACL** – Ambiente de Contratação Livre no sistema elétrico.

**ACR** – Ambiente de Contratação Regulada no sistema elétrico.

**Alavancagem** – Índice que mede a relação entre o Endividamento Líquido e a soma do Endividamento Líquido e do Patrimônio Líquido. Esta métrica não está prevista nas normas internacionais de contabilidade – IFRS e é possível que não seja comparável com índices similares reportados por outras companhias.

**ANP** – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

**Carga de referência ou capacidade instalada de processamento primário** – Carga máxima sustentável de petróleo alcançada nas unidades de destilação, no final do período, respeitando os limites de projeto dos equipamentos e os requisitos de segurança, meio ambiente e qualidade dos produtos. É menor que a capacidade autorizada pela ANP (inclusive autorizações temporárias) e órgãos ambientais.

**Carga fresca processada** – Volume diário de petróleo processado no país utilizado para o cálculo do fator de utilização do parque de refino.

**Carga processada** – Volumes diário de petróleo e LGN processados no país.

**Carga total processada** – Volume de petróleo processado no exterior nas unidades de destilação atmosféricas das refinarias, somado aos volumes de produtos intermediários comprados de terceiros e utilizados como carga em outras unidades das refinarias.

**CTA** – *Cumulative translation adjustment*. O montante acumulado de variações cambiais reconhecido no patrimônio líquido deve ser transferido para demonstração do resultado no momento da venda do investimento.

**Disponibilidades ajustadas** – Somatório de disponibilidades e investimentos em títulos governamentais e aplicações financeiras no exterior em *time deposits* de instituições financeiras de primeira linha com vencimentos superiores a 3 meses a partir da data de aplicação, considerando a expectativa de realização desses investimentos no curto prazo. A medida disponibilidades ajustadas não está prevista nas normas internacionais de contabilidade – IFRS e é possível que não seja comparável com índices similares reportados por outras companhias, contudo a Administração acredita que é uma informação complementar para avaliar a liquidez e auxilia a gestão da alavancagem.

**EBITDA Ajustado** – Somatório do EBITDA, participações em investimentos, *impairment*, ajustes acumulados de conversão – CTA, o resultado com venda e baixa de ativos e remensuração nas participações societárias. Esta métrica não está prevista nas normas internacionais de contabilidade – IFRS e é possível que não seja comparável com índices similares reportados por outras companhias, contudo a Administração acredita que é uma informação complementar para avaliar a rentabilidade. O EBITDA Ajustado deve ser considerado em conjunto com outras métricas para um melhor entendimento da performance da Companhia.

**Efeito do custo médio no custo dos produtos vendidos** – Em função do período de permanência dos produtos nos estoques, de 60 dias em média, o comportamento das cotações internacionais do petróleo e derivados, bem como do câmbio sobre as importações e as participações governamentais e outros efeitos na formação do custo, não influenciam integralmente o custo das vendas do período, vindo a ocorrer por completo apenas no período subsequente.

**Endividamento líquido** – Endividamento bruto subtraído das disponibilidades ajustadas. Esta métrica não está prevista nas normas internacionais de contabilidade – IFRS e não deve ser considerada isoladamente ou em substituição ao endividamento total de longo prazo, calculado de acordo com IFRS. O cálculo do endividamento líquido não deve ser base de comparação com o de outras empresas, contudo a Administração acredita que é uma informação complementar que ajuda os investidores a avaliar a liquidez e auxilia a gestão da alavancagem.

**Entidades Estruturadas Consolidadas – Entidades que foram** designadas de modo que direitos de voto ou similares não sejam o fator determinante para a decisão de quem controla a entidade. A Petrobras não tem participação acionária em certas entidades estruturadas que são consolidadas nas demonstrações contábeis da Companhia, porém o controle é determinado pelo poder que tem sobre suas atividades operacionais relevantes. Como não há participação acionária, o resultado oriundo de certas entidades estruturadas consolidadas é atribuível aos acionistas não controladores na demonstração de resultado, sendo desconsiderado do resultado atribuível aos acionistas da Petrobras.

**Fator de utilização do parque de refino (%)** – Relação entre a carga fresca processada e a carga de referência.

**Fluxo de caixa livre** – Recursos gerados pelas atividades operacionais subtraídos dos investimentos em áreas de negócio. A medida fluxo de caixa livre não está prevista nas normas internacionais de contabilidade, não devendo ser considerada isoladamente ou em substituição ao caixa e equivalentes de caixa apurados em IFRS. Além disso, não deve ser base de comparação com o de outras empresas, contudo a Administração acredita que é uma informação complementar para avaliar a liquidez e auxilia a gestão da alavancagem.

**FCO** – recursos gerados pelas atividades operacionais (Fluxo de caixa operacional)

**GLP** – Gás liquefeito de petróleo.

**GNL** – Gás natural liquefeito.

**Investimentos total** – Investimentos baseados nas premissas de custo e metodologia financeira adotada no Plano de Negócios e Gestão, que incluem a aquisição de ativos imobilizados e intangíveis, investimentos societários e outros itens que não necessariamente se qualificam como fluxo de caixa usado em atividades de investimento, principalmente despesas com geologia e geofísica, pesquisa e desenvolvimento, gastos pré-operacionais, aquisição de imobilizado a prazo e custos de empréstimos diretamente atribuíveis a obras em andamento.

**JCP** – Juros sobre Capital Próprio.

**LGN** – Líquido de Gás Natural.

**Lifting Cost** – Indicador de custo de extração de petróleo e gás natural, que considera os gastos realizados no período.

**LTM EBITDA Ajustado** – Somatório dos últimos 12 meses (*Last Twelve Months*) do EBITDA Ajustado. Esta métrica não está prevista nas normas internacionais de contabilidade – IFRS e é possível que não seja comparável com índices similares reportados por outras companhias, contudo a Administração acredita que é uma informação complementar para avaliar a liquidez e auxilia a gestão da alavancagem. O EBITDA Ajustado deve ser considerado em conjunto com outras métricas para um melhor entendimento da liquidez da Companhia.

**LTM FCO** – Somatório dos últimos 12 meses (*Last Twelve Months*) do FCO.

**Lucro Líquido (Prejuízo) por Ação** – Lucro líquido por ação calculado com base na média ponderada da quantidade de ações.

**Margem Bruta** – Lucro (prejuízo) Bruto dividido pela receita de vendas.

**Margem Líquida** – Lucro (prejuízo) Líquido dividido pela receita de vendas.

**Margem Operacional** – Lucro operacional calculado com base no lucro (prejuízo) operacional, excluindo do cálculo a baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente dividido pela receita de vendas.

**Margem do EBITDA Ajustado** – EBITDA Ajustado dividido pela receita de vendas.

**Passivo total líquido** – Passivo total subtraído das disponibilidades ajustadas.

**PCE** – Perdas de créditos esperadas.

**PLD (Preços de liquidação das diferenças)** – Preços de energia elétrica no mercado spot calculados semanalmente e ponderados por patamar de carga livre (leve, médio e pesado), número de horas e capacidade do mercado em questão.

**Preço de Venda do Petróleo no País** – Média dos preços internos de transferência do segmento de E&P para o segmento de Refino, Transporte e Comercialização.

**Produção de Gás Natural no Brasil** – Produção de gás natural no país, excluindo gás liquefeito e incluindo gás reinjetado.

**QAV** – Querose de aviação.

**Resultado por Segmentos de Negócio** – Resultados dos diferentes segmentos de negócio da Companhia. A Petrobras é uma Companhia que opera de forma integrada, sendo a maior parte da produção de petróleo e gás natural transferida do segmento de Exploração e Produção para outros segmentos de negócio da Companhia. Na apuração dos resultados por segmentos de negócio são consideradas as transações realizadas com terceiros e entre empresas do Sistema Petrobras, além das transferências entre segmentos de negócio valoradas por preços internos definidos através de metodologias fundamentadas em parâmetros de mercado. Em 28 de abril de 2016, a Assembleia Geral Extraordinária aprovou os ajustes estatutários de acordo com a nova estrutura organizacional da companhia e seu novo modelo de gestão e governança, com o objetivo de alinhar a organização à nova realidade do setor de óleo e gás e priorizar a rentabilidade e disciplina de capital.

Em 31 de março de 2019, a apresentação de informações segmentadas reflete a estrutura de avaliação da Alta Administração em relação aos desempenhos e alocação de recursos dos negócios.