

Árvore de  
natal molhada



# Relatório de Produção & Vendas 4T19

---

## Destaques de produção e vendas no 4T19

**Rio de Janeiro, 10 de fevereiro de 2020** - Depois de vários anos de estagnação, apresentamos excelente desempenho operacional. Alcançando recordes diários, trimestral e anual de produção de óleo e gás.

No 4T19 a produção de óleo e gás atingiu 3,025 milhões de barris de óleo equivalente por dia (MMboed), o que representa um novo marco na história da Petrobras, rompendo pela primeira vez a barreira de 3,0 MMboed num trimestre.

Em 2019, a produção atingiu a média de 2,770 MMboed, atingindo o limite superior da meta traçada para o ano, de 2,7 MMboed, com variação de 2,5% para cima ou para baixo, tendo aumentado 5,4% em relação a 2018. A produção de óleo no Brasil foi de 2,172 MMbpd, excedendo a meta de 2,1 MMbpd.

A performance operacional do ano reflete o melhor resultado no 2S19, impulsionado pelo *ramp-up dos novos sistemas de produção*, que mais do que compensou os desafios, enfrentados no 1S19.

Os *ramp-ups* da P-67 e da P-69 no campo de Lula contribuíram para o registro de novos recordes mensais de produção própria e operada de 3,1 MMboed (novembro) e 3,8 MMboed (dezembro), respectivamente. Ainda em novembro, com o início da produção da P-68, concluímos o cronograma de implantação de 8 sistemas de produção em menos de 24 meses, algo inédito em nossa história. Além disso, em dezembro, alcançamos um novo recorde diário na produção própria de 3,3 MMboed.

A meta de produção de 2020 de 2,7 MMboed, com variação de 2,5% para cima ou para baixo, corresponde à produção comercial de 2,4 MMboed e de 2,2 MMbpd de óleo. Os números consideram o efeito, na parcela Petrobras, das vendas de Tartaruga Verde e dos campos da Nigéria, cujas transações já foram concluídas e que, em conjunto, produziam 86 mil barris por dia (Mbpd).

A produção na camada pré-sal continua em evolução, alcançando 1,533 MMbpd no 4T19 e 1,277 MMbpd em 2019, representando um aumento de 46,4% contra o 4T18 e 28,4% contra 2018, respectivamente. Em 2019, a produção de óleo no pré-sal passou a representar mais da metade da produção total de óleo no Brasil, 59% ante 49% em 2018.

Em 6 de novembro, adquirimos os ativos de Itapu e Búzios no leilão do Excedente da Cessão Onerosa, reafirmando nosso foco na exploração e produção de ativos *offshore* de classe mundial, principalmente no pré-sal, em que somos os donos naturais.

Búzios é o maior campo de petróleo *offshore* de águas profundas do mundo. É um ativo de classe mundial, com reservas substanciais, baixo risco e baixo custo de extração, sendo resiliente a cenários de preços inferiores a US\$ 40 por barril. Trata-se de um ativo em que somos o dono natural, pois a Petrobras é capaz de extrair retorno mais elevado do que qualquer outro operador.

Fechamos o ano de 2019 com 9.590 MMboe em reservas provadas (critério SEC), em linha com o ano anterior. Vale destacar que as reservas dos ativos de Itapu e Búzios adquiridos no leilão da Excedente da Cessão Onerosa não estão computadas nesse volume. As operações de desinvestimentos concluídas ao longo do ano proporcionaram a monetização antecipada de 72 MMboe. Desconsiderando os desinvestimentos, conseguimos repor 106% do volume produzido devido, principalmente, à boa performance e ao maior histórico de produção dos reservatórios do pré-sal da Bacia de Santos, além de incorporações relacionadas ao remanejamento de volumes devido à revisão do contrato de Cessão Onerosa e à aprovação de novos projetos nas Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo. A relação entre o volume de reservas provadas e o volume produzido é de 10,5 anos.

Em 24 de janeiro de 2020, a plataforma P-70, que será instalada no campo de Atapu, no pré-sal da Bacia de Santos, chegou ao Rio de Janeiro. Foi utilizada uma inovação no transporte da unidade da China ao Rio de Janeiro, através do reboque seco (*dry tow*), sendo embarcada em um navio semissubmersível para transporte de carga pesada ao invés de ser conduzida por rebocadores oceânicos. Com isso, conseguimos diminuir o prazo médio de transporte de 100 dias para cerca de 45 dias. O tempo é uma variável extremamente importante para o retorno de um projeto, o que destaca a contribuição da diminuição do tempo de transporte obtido via emprego do *dry tow*.

A P-70 tem capacidade para processar 150 Mbpd e 6 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia. A previsão é de que comece a produzir ainda no primeiro semestre deste ano.

Em 29 de janeiro de 2020, a P-77 alcançou a capacidade de 150 Mbpd, concluindo o *ramp-up* em 10 meses.

No segmento de refino, aumentamos nossa produção de *bunker* e de correntes de óleo combustível de baixo teor de enxofre devido à valorização dessas correntes no mercado internacional em função da nova especificação da IMO 2020. Dessa forma, capturamos oportunidades de exportação e iniciamos o atendimento ao mercado interno com as novas especificações. A produção dessas correntes, no 4T19, foi em média de 148 Mbpd um aumento de 35% em relação à produção do 3T19. A produção dessas correntes está numa trajetória crescente, com um volume produzido no 2T19 de apenas 46 Mbpd. Nosso parque de refino e infraestrutura de logística estão bem posicionados para captura dessas oportunidades.

A exportação de petróleo aumentou 11% em relação ao 3T19 e 38% relativamente ao 4T18. Em novembro a exportação da Petrobras atingiu o nível recorde de 767 Mbpd.

No segmento de gás e energia destacam-se a geração elétrica, que aumentou 16% em relação ao 3T19, refletindo a piora do cenário hidrológico.

## 1-Exploração & Produção

Mil barris de óleo equivalente por dia (Mboed)	4T19	3T19	4T18	2019	2018	Variação (%)		
						4T19 / 3T19	4T19 / 4T18	2019 / 2018
Óleo e gás natural - Brasil	2.938	2.794	2.566	2.688	2.527	5,2	14,5	6,4
Óleo (Mbpd) <sup>1</sup>	2.394	2.264	2.055	2.172	2.035	5,7	16,5	6,7
Terra	122	123	131	124	135	(0,8)	(6,9)	(8,1)
Águas rasas	59	69	84	66	90	(14,5)	(29,8)	(26,7)
Pós-sal profundo e ultra profundo	680	706	793	704	816	(3,7)	(14,2)	(13,7)
Pré-sal	1.533	1.367	1.047	1.277	994	12,1	46,4	28,5
Gás natural (Mboed)	544	530	511	516	492	2,6	6,5	4,9
Óleo e gás natural - exterior	86	84	94	82	101	2,4	(8,5)	(18,8)
<b>Total (Mboed)</b>	<b>3.025</b>	<b>2.878</b>	<b>2.660</b>	<b>2.770</b>	<b>2.628</b>	<b>5,1</b>	<b>13,7</b>	<b>5,4</b>

A produção de óleo e gás natural foi de 2.770 Mboed em 2019, representando um aumento de 5,4% em relação a 2018. No 4T19, a produção total rompeu pela primeira vez a barreira de 3.000 Mboed, atingindo 3.025 Mboed, um crescimento de 13,7% em relação ao 4T18, principalmente devido ao *ramp-up* dos 8 novos sistemas que entraram em produção em 2018 e 2019 nos campos de Búzios (P-74, P-75, P-76 e P-77), Lula (P-67 e P-69), Berbigão e Sururu (P-68) e Tartaruga Verde (FPSO Campos dos Goytacazes). Já em relação ao 3T19, tivemos um crescimento de 5,1%, devido ao aumento da produção dos campos do pré-sal.

A produção de óleo do pré-sal aumentou 12,1% no 4T19 em relação ao trimestre anterior e 28,5% em 2019 quando comparado a 2018, refletindo, principalmente, o aumento da produção nos campos de Búzios e Lula. Vale destacar o aumento da representatividade do pré-sal na produção de óleo no Brasil, que passou de 49% em 2018 para 59% em 2019.

A produção de óleo do pós-sal em águas profundas e ultra profundas se reduziu em 3,7% em relação ao trimestre anterior devido à maior realização de paradas para manutenção. Na comparação com 2018, também houve uma redução de 13,7%, em função do encerramento do ciclo produtivo das plataformas P-33 e P-37, que serão substituídas pelas novas unidades da revitalização do campo de Marlim, e da postergação da entrada de novos poços, devido aos ajustes nas plantas de processamento das plataformas para enquadramento do teor de óleo e graxas da água descartada<sup>2</sup>.

A revitalização do campo de Marlim inclui a substituição de nove plataformas por duas previstas para operar em 2022 e 2023. Atualmente Marlim produz cerca de 100 Mbpd, as novas plataformas terão capacidade de produzir 80 Mbpd (Marlim 1) e 70 Mbpd (Marlim 2) de petróleo e 7 milhões de m<sup>3</sup>/dia (Marlim 1) e 4 milhões de m<sup>3</sup>/dia (Marlim 2) de gás natural, estendendo a vida produtiva do campo.

<sup>1</sup> Inclui LGN

<sup>2</sup> Parte do Termo de Compromisso firmado com o IBAMA.

No 4T19, a produção de óleo em águas rasas se reduziu em 10 Mbpd em relação ao 3T19 devido ao desinvestimento do Polo Pargo e à parada para manutenção da plataforma PNA-2 (campo de Namorado). Na comparação com 2018, a produção foi 24 Mbpd inferior, também impactada pelos motivos supracitados, além da parada definitiva de produção da plataforma PNA-1 no campo de Congro/Namorado.

No 4T19, a produção de óleo nos campos terrestres se manteve estável em relação ao trimestre anterior e se reduziu 11 Mbpd em 2019 na comparação com 2018, principalmente devido ao declínio natural da produção.

Em dezembro, a produção total foi de 3.077 Mboed. Neste mês tivemos o *closing* de desinvestimento de 34 campos terrestres do Polo Riacho da Forquilha, no Rio Grande do Norte, e de 50% da participação no campo de Tartaruga Verde, no pós-sal da Bacia de Campos. Além disso, em janeiro de 2020, foi concluída a venda da nossa participação na Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&GBV). A produção média de óleo de 2019 dos ativos da PO&GBV foi de cerca de 34 Mbpd (parcela da Petrobras).

#### Histórico de Produção

Mil barris de óleo equivalente por dia (Mboed)	2019	2018	2017	2016	2015
Óleo e gás natural - Brasil	2.688	2.527	2.654	2.625	2.591
Óleo (Mbpd)	2.172	2.035	2.154	2.144	2.128
Terra	124	135	150	-	-
Águas rasas	66	90	118	-	-
Pós-sal profundo e ultra profundo	704	816	977	-	-
Pré-sal	1.277	994	908	-	-
Gás natural (Mboed)	516	492	500	480	463
Óleo e gás natural - exterior	82	101	112	165	195
<b>Total (Mboed)</b>	<b>2.770</b>	<b>2.628</b>	<b>2.767</b>	<b>2.790</b>	<b>2.786</b>

## 2 - Refino

Mil barris por dia (Mbpd)	4T19	3T19	4T18	2019	2018	Variação (%)		
						4T19 / 3T19	4T19 / 4T18	2019 / 2018
Volume de produção total	1.793	1.816	1.736	1.779	1.765	(1,3)	3,3	0,8
Volume de vendas total	1.729	1.805	1.848	1.754	1.807	(4,2)	(6,4)	(2,9)
Fator de utilização do parque de refino (%)	76	80	75	77	76	(5,0)	1,3	1,3
Carga fresca processada <sup>3</sup>	1.658	1.740	1.642	1.675	1.664	(4,7)	1,0	0,7
Carga processada <sup>4</sup>	1.709	1.791	1.685	1.720	1.715	(4,6)	1,4	0,3
Participação do óleo nacional na carga (%)	92%	90%	90%	91%	91%	2,2	2,2	-

Em 2019, houve aumento na produção de derivados e do fator de utilização do parque de refino em relação a 2018. O maior volume de produção foi destinado à exportação de *bunker* e de gasolina de alta octanagem, que é valorizada no mercado americano, diante de menores vendas deste derivado no mercado interno.

A queda nas vendas no mercado interno em 2019 deveu-se principalmente à gasolina, devido à maior participação de mercado dos importadores e do etanol hidratado.

A produção de derivados no 4T19 atingiu o patamar de 1.793 Mbpd, representando um decréscimo de 1,3% em relação ao 3T19. Este decréscimo se deveu às menores vendas no mercado nacional, principalmente de diesel, e às paradas programadas para manutenção que ocorreram na REGAP e REVAP.

A queda nas vendas, principalmente de diesel, no 4T19 em relação ao trimestre anterior ocorreu principalmente em função da redução sazonal do consumo deste derivado, além do aumento do teor obrigatório de biodiesel, de 10% para 11%. O percentual obrigatório de biodiesel vendido ao consumidor final será aumentado para 12% em março de 2020.

### 2.1- Diesel

Mil barris por dia (Mbpd)	4T19	3T19	4T18	2019	2018	Variação (%)		
						4T19 / 3T19	4T19 / 4T18	2019 / 2018
Volume de produção	683	710	736	698	715	(3,8)	(7,2)	(2,4)
Volume de vendas para o mercado interno	697	770	782	725	731	(9,5)	(10,8)	(0,8)

A produção de diesel caiu devido ao uso de algumas de suas correntes para formulação do *bunker* 0,5% de acordo com as especificações do IMO 2020 e a menor disponibilidade do parque de refino. As vendas de diesel em 2019 caíram em relação a 2018, com aumento da participação do diesel importado.

A produção de diesel no 4T19 atingiu 683 Mbpd, representando uma redução de 3,8% em relação ao 3T19. A menor produção no trimestre foi reflexo da menor demanda e do uso de correntes de diesel para formulação do *bunker* 0,5%, além de paradas programadas para manutenção na REGAP e REVAP.

<sup>3</sup> Volume diário de petróleo processado no país utilizado para o cálculo do fator de utilização do parque de refino

<sup>4</sup> Volume diário de petróleo e LGN processados no país

## 2.2 - Gasolina

Mil barris por dia (Mbd)	4T19	3T19	4T18	2019	2018	Variação (%)		
						4T19 / 3T19	4T19 / 4T18	2019 / 2018
Volume de produção	380	416	379	394	393	(8,7)	0,3	0,3
Volume de vendas para o mercado interno	383	377	405	378	402	1,7	(5,5)	(6,0)

O volume de produção da gasolina manteve-se estável entre 2019 e 2018. Houve queda das vendas em função das maiores participações de mercado dos importadores e do etanol hidratado. Essa queda foi compensada pelo aumento da exportação em 34 Mbd.

No 4T19, a produção da gasolina se reduziu 8,7% em relação ao 3T19 em função principalmente das paradas para manutenção de unidades da REGAP, REVAP, RLAM, REPAR e RPBC.

No 4T19, as vendas aumentaram 1,7% devido a fatores sazonais.

## 2.3- Óleo Combustível

Mil barris por dia (Mbd)	4T19	3T19	4T18	2019	2018	Variação (%)		
						4T19 / 3T19	4T19 / 4T18	2019 / 2018
Volume de produção	249	197	162	205	178	26,4	53,7	15,2
Volume de vendas para o mercado interno	37	38	42	39	46	(2,7)	(13,2)	(14,5)

A produção de óleo combustível aumentou em 2019 devido à valorização do *bunker* no mercado internacional, que trouxe oportunidades de exportação de óleo combustível em especial para o mercado de Singapura. Houve queda no volume de vendas no mercado interno entre 2019 e 2018 em função de menor entrega para geração térmica.

A produção de óleo combustível aumentou 26,4% no 4T19 na comparação com o 3T19, devido à captura de oportunidades devido às especificações do IMO 2020.

## 2.4- Nafta

Mil barris por dia (Mbd)	4T19	3T19	4T18	2019	2018	Variação (%)		
						4T19 / 3T19	4T19 / 4T18	2019 / 2018
Volume de produção	85	73	63	78	67	16,4	34,9	16,4
Volume de vendas para o mercado interno	80	72	96	82	97	10,2	(16,9)	(15,2)

A produção de nafta aumentou em 2019, o que possibilitou a redução de importações frente a 2018. As vendas caíram em razão da queda da demanda pela Braskem.

A produção de nafta no 4T19 aumentou 16,4% em relação ao 3T19 em função, principalmente, da retomada da demanda pela Braskem neste trimestre, a qual foi inteiramente atendida por produção própria.

## 2.5- Gás Liquefeito de Petróleo (GLP)

Mil barris por dia (Mbd)	4T19	3T19	4T18	2019	2018	Variação (%)		
						4T19 / 3T19	4T19 / 4T18	2019 / 2018
Volume de produção	118	137	123	124	126	(13,9)	(4,1)	(1,6)
Volume de vendas para o mercado interno	228	240	227	229	231	(4,7)	0,4	(1,0)

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

No 4T19, houve queda nas vendas e na produção de GLP que reduziu 13,9% e 4,7% respectivamente em relação ao trimestre anterior devido à redução sazonal de mercado e às paradas de manutenção de unidades de craqueamento catalítico.

## 2.6- Querosene de Aviação (QAV)

Mil barris por dia (Mbd)	4T19	3T19	4T18	2019	2018	Variação (%)		
						4T19 / 3T19	4T19 / 4T18	2019 / 2018
Volume de produção	100	101	105	105	110	(1,0)	(4,8)	(4,5)
Volume de vendas para o mercado interno	121	116	124	119	123	3,7	(2,9)	(2,6)

Em 2019, houve queda na produção de QAV acompanhando a redução nas vendas em função da retração da demanda.

No 4T19, o volume de produção do querosene de aviação se manteve estável quando comparado ao trimestre anterior. As vendas no 4T19 aumentaram 3,7% em relação ao 3T19, devido ao ajuste no setor aéreo nacional ocorrido em maio de 2019, cujo impacto foi mais forte nas vendas do terceiro trimestre de 2019.



### 3- Gás e Energia

Operacional	4T19	3T19	4T18	2019	2018	Variação (%)		
						4T19 / 3T19	4T19 / 4T18	2019 / 2018
Venda no ACR <sup>5</sup> – MW médio	2.788	2.788	2.788	2.788	2.788	-	-	-
Venda de energia elétrica no ACL <sup>6</sup> e para consumo interno - MW médio	1.174	1.154	1.208	1.169	1.233	1,7	(3,0)	(5,2)
Geração de energia elétrica - MW médio	2.539	2.190	1.230	2.028	2.205	15,9	106,5	(8,0)
PLD <sup>7</sup> SE/CO – R\$/MWh	272	214	158	226	289	27,1	71,8	(21,8)
Entrega de gás nacional - MM m <sup>3</sup> /dia	51	52	51	51	49	(1,5)	(0,8)	3,3
Regaseificação de GNL - MM m <sup>3</sup> /dia	4	13	2	8	7	(66,6)	186,4	19,4
Importação de gás natural - MM m <sup>3</sup> /dia	26	14	19	18	22	89,1	37,3	(19,4)
Venda de gás natural - MM m <sup>3</sup> /dia	80	78	71	75	77	2,7	12,7	(1,4)

Em 2019, a geração de energia elétrica foi de 2.028 MW médios, representando uma queda de 8% em relação a 2018, principalmente devido à melhora da condição hidrológica em relação ao ano anterior, refletida na redução do valor do PLD. Essa redução de demanda no segmento termelétrico impactou a venda de gás natural, no entanto destacamos: (a) o aumento da entrega de gás nacional, que passou de 49 MM m<sup>3</sup>/dia para 51 MM m<sup>3</sup>/dia, principalmente devido à maior produção do pré-sal na Bacia de Santos, e (b) o aumento da participação de gás natural liquefeito (GNL) na oferta total devido aos menores preços de GNL no mercado internacional.

No 4T19, a geração de energia elétrica foi de 2.539 MW médios, um aumento de 15,9% em relação ao 3T19. Este aumento ocorreu principalmente devido à maior geração de energia fora da ordem de mérito decorrente do menor custo médio de aquisição de gás natural, frente a uma melhor remuneração pelo PLD decorrente da piora do cenário hidrológico em relação ao trimestre anterior. O maior despacho termelétrico a gás natural influenciou favoravelmente o volume de vendas de gás que alcançou o patamar de 80 MM m<sup>3</sup>/dia no 4T19, representando um crescimento de 2,7% em relação ao 3T19. Com a manutenção do volume de entrega de gás nacional, houve alteração do perfil de importação de gás natural, com aumento da participação de gás boliviano em detrimento do GNL.

<sup>5</sup> Ambiente de Contratação Regulada no sistema elétrico.

<sup>6</sup> Ambiente de Contratação Livre no sistema elétrico

<sup>7</sup> 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

## Anexo I: Volume de vendas consolidado

Volume de vendas (Mbpd)	4T19	3T19	4T18	2019	2018	Variação %		
						4T19 / 3T19	4T19 / 4T18	2019 / 2018
Diesel	697	770	782	725	731	(9,5)	(10,9)	(0,8)
Gasolina	383	377	405	378	402	1,6	(5,4)	(6,0)
Óleo combustível	37	38	42	39	46	(2,6)	(11,9)	(15,2)
Nafta	80	72	96	82	97	11,1	(16,7)	(15,5)
GLP	228	240	228	229	231	(5,0)	-	(0,9)
QAV	121	116	124	119	123	4,3	(2,4)	(3,3)
Outros	179	172	147	166	157	4,1	21,8	5,7
<b>Total de derivados</b>	<b>1.725</b>	<b>1.785</b>	<b>1.824</b>	<b>1.738</b>	<b>1.787</b>	<b>(3,4)</b>	<b>(5,4)</b>	<b>(2,7)</b>
Álcoois, nitrogenados renováveis e outros	3	4	15	7	17	(25,0)	(80,0)	(58,8)
Gás natural	381	356	322	350	345	7,0	18,3	1,4
<b>Total mercado interno</b>	<b>2.109</b>	<b>2.145</b>	<b>2.161</b>	<b>2.095</b>	<b>2.149</b>	<b>(1,7)</b>	<b>(2,4)</b>	<b>(2,5)</b>
Exportação de petróleo, derivados e outros	866	802	630	735	594	8,0	37,5	23,7
Vendas das unidades internacionais	91	78	225	101	236	16,7	(59,6)	(57,2)
<b>Total mercado externo</b>	<b>957</b>	<b>880</b>	<b>855</b>	<b>836</b>	<b>830</b>	<b>8,8</b>	<b>11,9</b>	<b>0,7</b>
<b>Total geral</b>	<b>3.066</b>	<b>3.025</b>	<b>3.016</b>	<b>2.931</b>	<b>2.979</b>	<b>1,4</b>	<b>1,7</b>	<b>(1,6)</b>

## Anexo II: Exportação e Importação Líquida

Mil barris por dia (Mbpd)	4T19	3T19	4T18	2019	2018	Variação (%)		
						4T19 / 3T19	4T19 / 4T18	2019 / 2018
<b>Exportação (importação) líquida</b>	509	469	202	381	243	8,5	152,0	56,79
<b>Importação</b>	357	332	424	354	349	7,5	(15,8)	1,4
Petróleo	154	153	147	168	154	0,7	4,8	9,1
Diesel	73	87	94	70	59	(16,1)	(22,3)	18,6
Gasolina	38	14	49	28	19	171,4	(22,4)	47,4
Nafta	6	-	40	8	30	-	(85,0)	(73,3)
GLP	61	55	66	62	67	10,9	(7,6)	(7,5)
Outros derivados	25	23	28	18	20	8,7	(10,7)	(10,0)
<b>Exportação</b>	866	801	626	735	592	8,1	38,3	24,2
Petróleo	647	583	468	536	428	11,0	38,2	25,2
Óleo combustível	156	131	109	133	121	19,1	43,1	9,9
Outros derivados	63	87	49	66	43	(27,6)	28,6	53,5

Em 2019, a exportação líquida aumentou 138 Mbpd, com recorde mensal de exportação de petróleo de 767 Mbpd em novembro, que cresceu 108 Mbpd, acompanhando o aumento da produção, além do aumento de exportação de gasolina e de correntes para formulação de *bunker* 0,5%. Houve queda nas importações de nafta, com maior atendimento ao mercado interno por produção própria.

O 4T19 também apresentou crescimento da exportação líquida em 40 Mbpd, com destaque para maior exportação de petróleo e óleo combustível.

### Histórico de exportação

Exportação (Mbpd)	2019	2018	2017	2016	2015
<b>Petróleo</b>	536	428	512	387	360
<b>Derivados</b>	199	164	157	155	149

## 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 4T19 em diante são estimativas ou metas. Os dados operacionais constantes neste relatório não são auditados pelo auditor independente.