

# RESULTADOS CONSOLIDADOS DE 2018

Rio de Janeiro, 27 de Fevereiro de 2019

## Mensagem do Presidente

A celebração dos acordos com a *US Securities and Exchange Commission* (SEC) e o *US Department of Justice* (DoJ) e a venda em 30 de janeiro de 2019 da refinaria de Pasadena – cuja aquisição havia se transformado em símbolo da corrupção no Brasil – marcam o fim de um ciclo doloroso para a Petrobras, seus acionistas, colaboradores e a sociedade brasileira, em que a companhia foi vítima de prolongado saque perpetrado por uma organização criminosa.

A performance da Petrobras no ano que passou foi indiscutivelmente a melhor em muitos anos, o que inclui a obtenção de alguns recordes históricos, envolvendo fluxo de caixa livre e EBITDA ajustado, e da interrupção de quatro anos seguidos de prejuízos. Um processo eficaz de gestão de passivos estendeu a maturidade média da dívida de 7,14 anos em 2015 para 9,14 anos em 2018, o que contribui para mitigar riscos de refinanciamento. Em fevereiro de 2019 nossa capitalização de mercado voltou a superar os US\$ 100 bilhões, o que nos coloca de volta na posição de maior companhia da América Latina.

Celebramos os bons resultados de 2018, mas não podemos nos limitar à visão interna, à comparação conosco mesmo em anos anteriores. Ampliando nosso horizonte para a indústria de petróleo global reconhecemos humildemente que estamos muito aquém do desejável. Não podemos nos conformar com a situação atual, havendo muito a fazer e muitos desafios a superar. O inconformismo nos obriga à forte concentração em cinco pilares estratégicos.

Temos que melhorar substancialmente a alocação do capital através do foco nos ativos em que somos o dono natural e promover a saudável competição por capital entre nossos projetos de investimento. Uma empresa opera com prejuízo até que consiga remunerar o capital empregado em suas operações, o que não conseguimos fazer ainda. Nossas reservas provadas de óleo e gás atingiram 9,6 bilhões de barris de óleo equivalente (boe), de acordo com os critérios da SEC. Isto implica reposição de 125% do volume produzido em 2018 (excluindo o efeito do desinvestimento de campos de petróleo) e numa relação reservas provadas/produção de 11,1 anos. O importante a destacar é que boa parte dessas reservas se origina de ativos de classe mundial, como o pré-sal, a fronteira da exploração de petróleo do mundo onde a Petrobras é líder incontestado e dona natural. O foco nesses ativos, de custos baixos, alta qualidade e produtividade e longa vida, representa enorme potencial de criação de valor ao longo do tempo. Na indústria a exploração de ativos de classe mundial é uma das chaves para o sucesso de uma empresa.

A geração de lucro econômico exige maior agilidade no processo decisório, o que está sendo perseguido em 2019 com o indispensável cuidado em resguardar os elevados padrões de governança corporativa e as rigorosas normas de conformidade implementadas na Petrobras nos últimos anos. Neste contexto, vale mencionar que, por exemplo, atrasos na execução de projetos se constituem em geral na maior fonte de redução de suas taxas de retorno. Com o auxílio de inovações estamos desenvolvendo iniciativas para encurtar o intervalo de tempo entre o início da atividade exploratória e o primeiro óleo e também a duração da fase de *ramp-up* dos projetos de E&P, o que concorrerá para a elevação de suas taxas de retorno.

Devemos buscar incessantemente o *investment grade rating* e a redução do custo do capital via desalavancagem financeira e relacionamento transparente com os mercados financeiros globais. A exposição do fluxo de caixa à volatilidade cíclica dos preços do petróleo requer de seus produtores baixa alavancagem. Nosso endividamento bruto diminuiu significativamente, de US\$ 126,3 bilhões em 2015 para US\$ 84,4 bilhões no final de 2018, mas ainda é elevado em relação à capacidade atual de geração de caixa: dívida bruta/fluxo de caixa operacional de 3,2x e dívida bruta/EBITDA ajustado de 2,7x. Vamos atuar simultaneamente sobre o numerador e o denominador dessas frações: reduzir a dívida e trabalhar para o crescimento do fluxo de caixa via aumento de produção e corte de custos.

Da mesma forma devemos buscar permanentemente ter custos baixos, condição básica em qualquer empresa para a geração de valor independentemente do ciclo econômico e mais importante ainda na indústria do petróleo, tipicamente com alta exposição aos ciclos da atividade econômica global. A transformação digital, com emprego maciço da digitalização, *data analytics* e inteligência artificial é essencial para a geração de ganhos de eficiência e de custos menores.

O respeito às pessoas e ao meio ambiente e a preservação da segurança de nossas operações devem ser uma regra de ouro. A atividade de exploração e produção de petróleo e gás está exposta à ampla gama de riscos, entre eles riscos

operacionais que, uma vez materializados, possuem enorme potencial de destruição de valor e de, até mesmo, ameaçar a sobrevivência de uma companhia. Trabalhamos incansavelmente para minimizá-los e, ao mesmo tempo para fortalecer nossa capacidade de resposta diante da ocorrência de qualquer evento negativo.

A taxa de acidentes registráveis alcançou 1,01 acidentes/ milhão de homens-hora, com decréscimo de 6,5% em relação a 2017, porém ligeiramente superior ao limite de alerta para 2018, de 1,0. A despeito do progresso nesse indicador, a ocorrência de seis fatalidades nos entristece e envergonha. A perda de vidas humanas, seja qual for sua explicação, é inaceitável. Nossa meta permanente é zero fatalidade.

O objetivo de maximização de valor para os acionistas não pode sob nenhuma hipótese prescindir da atenção à segurança das pessoas e operações e à preservação do meio ambiente, nem resultar em subestimação de riscos para que metas sejam atingidas.

Acreditamos que nossa agenda de mudança transformacional seja capaz de criar considerável valor para os acionistas e para o Brasil no futuro. Podemos dizer, então, que os melhores dias da Petrobras estão ainda à nossa frente.

### Destaques de 2018

- O fluxo de caixa livre atingiu o recorde de R\$ 54,6 bilhões, sendo 2018 o quarto ano consecutivo de fluxo de caixa livre positivo após muitos anos de valores negativos.
- EBITDA ajustado recorde de R\$ 114,9 bilhões, com aumento de 50% relativamente a 2017.
- Lucro líquido contábil de R\$ 25,8 bilhões, R\$1,98 por ação, o primeiro numa sequência de prejuízos anuais desde 2014.
- Esse resultado, que inclui efeitos de R\$10 bilhões negativos em itens especiais, foi também influenciado pela considerável alta dos preços médios (Brent), de 31%, a depreciação do real vis-à-vis o dólar norte-americano de 14%, redução dos juros pagos devido ao declínio do endividamento (R\$1,1 bilhão) e o ganho contábil derivado da regularização de créditos contra a Eletrobrás (R\$ 5,3 bilhões).
- A remuneração total aos acionistas será de R\$ 7,1 bilhões, sendo R\$ 0,2535 por ação ordinária e R\$ 0,9225 por ação preferencial.
- Nosso endividamento bruto diminuiu significativamente, de US\$ 126,3 bilhões em 2015 para US\$ 84,4 bilhões no final de 2018.
- Procurando tornar mais eficiente a alocação de capital da companhia, a disponibilidade de caixa, que já foi de US\$25 bilhões no passado e chegou a US\$15 bilhões em 2018, deverá convergir para cerca de US\$ 10 bilhões através da ampliação de *revolving credit lines*.
- Foram realizados investimentos em manutenção das operações e crescimento da produção no valor de US\$ 12 bilhões contra US\$ 13,6 bilhões em 2017. Ao mesmo tempo, os desinvestimentos proporcionaram ingresso no caixa de US\$ 6 bilhões.
- A produção de óleo e gás alcançou 2,63 milhões de barris de óleo equivalente por dia (Mboed), sendo 2,53 Mboed no Brasil e 101 mil boed em outros países, 5% menor do que em 2017.
- A produção na camada pré-sal foi responsável por 45% do total de óleo e gás, pós-sal em águas profundas e ultra profundas 39%, águas rasas 5% e campos terrestres 11% contra 40%, 43%, 6% e 11%, respectivamente, em 2017.
- Nossa produção ficou praticamente estagnada durante os últimos cinco anos, o que é consequência de vários fatores, tais como a ausência de leilões de blocos de petróleo no Brasil por cinco anos (2008-2013), atrasos sistemáticos no desenvolvimento de projetos em parte associados às rígidas exigências de conteúdo local e o declínio natural de campos maduros.
- O custo médio de extração (*lifting cost*) no Brasil ficou em US\$10,90 por barril, com redução de 3,3% relativamente a 2017.
- O *lifting cost* médio tende a declinar na medida em que os campos do pré-sal, de custo em torno de US\$7/boe continuem a aumentar sua fatia na produção total da Petrobras e nossas iniciativas para elevação de produtividade e corte de custos tenham mais sucesso.
- Entraram em operação quatro novos sistemas de produção, sendo três no pré-sal na Bacia de Santos (P-74, P-75 e P-69) e um na Bacia de Campos (FPSO Cidade de Campos dos Goytacazes).
- Em fevereiro de 2019 dois sistemas de produção – P-67 e P-76 – começaram a produzir no pré-sal na Bacia de Santos.

### Destaques do 4T-2018

- O lucro líquido foi de R\$ 2,1 bilhões, refletindo a redução do *Brent* e das margens nas vendas de derivados e a ocorrência de itens especiais, que totalizaram R\$ 6,3 bilhões, tais como acordo com ANP relacionado ao Parque das Baleias, *impairment* e perdas com contingências. Em contrapartida, houve crescimento de 6% na produção e 45% nas exportações de petróleo. O EBITDA ajustado foi R\$ 29,2 bilhões e o Fluxo de Caixa Livre R\$ 17,1 bilhões. Se excluídos os itens especiais, o lucro líquido seria R\$ 8 bilhões e o EBITDA ajustado R\$ 31 bilhões.

### Métricas de performance

- Superamos nossa meta financeira e atingimos nossa métrica de segurança. O índice dívida líquida sobre EBITDA ajustado\* reduziu para 2,34, inferior à meta de 2,5 estabelecida para 2018, e o endividamento líquido\* alcançou US\$ 69,4 bilhões, uma redução de 18% em relação a 2017. Além disso, a gestão ativa da dívida possibilitou o alongamento do prazo médio de 8,62 para 9,14 anos, com taxa média de 6,1%.

	2017	2018	META 2018
<b>Dívida Líquida/ EBITDA ajustado</b>	3,67	2,34	2,5
<b>TAR</b>	1,08	1,01	1,0*

\* Limite de alerta

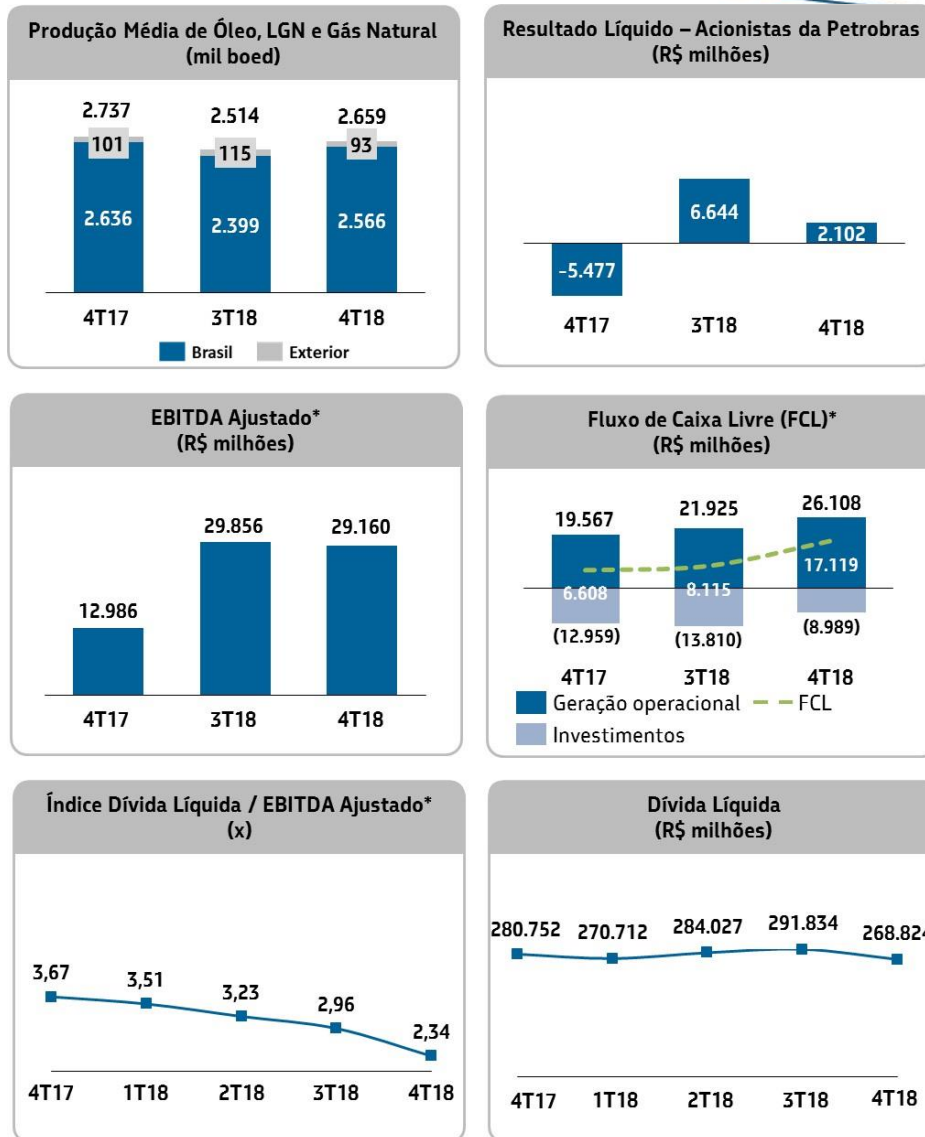
### Perspectivas\*\*

Em 2019, projetamos aumento da produção de petróleo e gás natural para 2,8 milhões de boed, sendo 2,3 milhões de boed de petróleo no Brasil. Este crescimento será viabilizado pelo *ramp-up* das plataformas recém-instaladas e pela entrada em operação da P-77 e da P-68. Seguiremos com os desinvestimentos e a redução da alavancagem financeira, mantendo a disciplina de capital e otimizando a gestão de portfólio, da dívida e do caixa.

\* 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).

\*\* 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 2018 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.



		2014	2015	2016	2017	2018
<b>Produção óleo</b>	<i>mil boed</i>	2.669	2.787	2.790	2.767	2.628
<b>Receita</b>	<i>R\$ bilhões</i>	337,3	321,6	282,6	283,7	349,8
<b>Lucro bruto</b>	<i>R\$ bilhões</i>	80,4	98,6	90	91,6	124,5
<b>Lucro líquido</b>	<i>R\$ bilhões</i>	-21,6	-34,8	-14,8	-0,4	25,8
<b>Ebitda ajustado</b>	<i>R\$ bilhões</i>	59,9	76,8	88,7	76,6	114,9
<b>Investimento</b>	<i>R\$ bilhões</i>	81,8	70,8	48,1	42,4	41,2
<b>Fluxo de caixa livre</b>	<i>R\$ bilhões</i>	-23	44,2	41,6	44,1	54,6
<b>Dívida bruta</b>	<i>R\$ bilhões</i>	351	493	385,8	361,5	326,9
<b>Dívida bruta/FCO</b>	<i>R\$/R\$</i>	5,64	5,69	4,30	4,18	3,41
<b>Dívida bruta/Ebitda ajustado</b>	<i>R\$/R\$</i>	5,86	6,42	4,35	4,72	2,85
<b>Ebitda ajustado/barril (segmento E&amp;P)</b>	<i>US\$/boe</i>	35,0	14,7	15,4	20,2	29,5

\* 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.

**Tabela 01 - Principais itens e indicadores econômicos consolidados**

	R\$ milhões						
	Exercício			4T-2018	3T-2018	4T18 X 3T18 (%)	4T-2017
	2018	2017	2018 x 2017 (%)				
<b>Receita de vendas</b>	349.836	283.695	23	92.720	98.260	(6)	76.512
<b>Lucro bruto</b>	124.543	91.595	36	31.503	34.644	(9)	25.203
<b>Despesas operacionais</b>	(61.586)	(55.971)	(10)	(20.046)	(17.625)	(14)	(26.617)
<b>Lucro (Prejuízo) operacional</b>	62.957	35.624	77	11.457	17.019	(33)	(1.414)
<b>Resultado financeiro líquido</b>	(21.100)	(31.599)	33	(5.366)	(5.841)	8	(7.598)
<b>Lucro líquido (Prejuízo) - Acionistas Petrobras</b>	25.779	(446)	5880	2.102	6.644	(68)	(5.477)
<b>Lucro líquido (Prejuízo) por ação - Acionistas Petrobras</b>	1,98	(0,03)	6700	0,16	0,51	(69)	(0,42)
<b>Valor de mercado (Controladora)</b>	316.093	216.045	46	316.093	298.477	6	216.045
<b>EBITDA ajustado*</b>	114.852	76.557	50	29.160	29.856	(2)	12.986
<b>Margem EBITDA ajustado* (%)</b>	33	27	6	31	30	1	17
<b>Margem bruta* (%)</b>	36	32	4	34	35	(1)	33
<b>Margem operacional* (%)</b>	18	13	5	12	17	(5)	(2)
<b>Margem líquida* (%)</b>	7	-	7	2	7	(5)	(7)
<b>Investimento total*</b>	49.370	48.220	2	12.659	15.454	(18)	14.790
E&P	42.528	39.650	7	10.270	13.565	(24)	12.802
Refino, Transporte e Comercialização	4.103	4.093	-	1.427	1.155	24	1.104
Gás e Energia	1.607	3.602	(55)	581	435	34	574
Distribuição	500	345	45	177	129	37	116
Biocombustível	61	112	(46)	2	29	(93)	62
Corporativo	571	418	37	202	141	43	132
<b>Dólar médio de venda (R\$)</b>	3,65	3,19	14	3,81	3,95	(4)	3,25
<b>Dólar final de venda (R\$)</b>	3,87	3,31	17	3,87	4,00	(3)	3,31
<b>Variação - Dólar final de venda (%)</b>	17,1	1,5	16	(3,2)	3,8	(7)	4,4
<b>Preço derivados básicos - Mercado interno (R\$/bbl)</b>	299,70	226,37	32	312,35	330,33	(5)	246,29
<b>Brent (R\$/bbl)</b>	260,18	173,30	50	257,70	298,22	(14)	199,48
<b>Brent (US\$/bbl)</b>	71,04	54,27	31	67,76	75,27	(10)	61,39
<b>Preço de venda - Brasil</b>							
Petróleo (US\$/bbl)	66,66	50,48	32	66,71	70,14	(5)	55,82
Gás natural (US\$/bbl)	42,87	37,82	13	49,45	42,30	17	38,72
<b>Preço de venda - Internacional</b>							
Petróleo (US\$/bbl)	66,13	47,16	40	68,55	68,72	-	54,04
Gás natural (US\$/bbl)	24,34	20,79	17	23,11	22,73	2	22,23
<b>Volume total de vendas (mil barris/dia)**</b>							
Diesel	784	717	9	814	884	(8)	692
Gasolina	459	521	(12)	460	433	6	501
Óleo combustível	45	61	(26)	41	54	(24)	68
Nafta	97	134	(28)	96	102	(6)	113
GLP	231	235	(2)	228	241	(5)	230
QAV	108	101	7	111	111	-	105
Outros	163	171	(5)	153	169	(9)	176
<b>Total de derivados</b>	1.887	1.940	(3)	1.903	1.994	(5)	1.885
Alcoóis, nitrogenados renováveis e outros	71	112	(37)	80	77	4	121
Gás natural	345	361	(4)	322	367	(12)	386
<b>Total mercado interno</b>	2.303	2.413	(5)	2.305	2.438	(5)	2.392
Exportação de petróleo, derivados e outros	608	672	(10)	644	512	26	550
Vendas internacionais	236	242	(2)	225	231	(3)	246
<b>Total mercado externo</b>	844	914	(8)	869	743	17	796
<b>Total geral</b>	3.147	3.327	(5)	3.174	3.181	-	3.188

\* Vide definições de EBITDA Ajustado, Investimento total, Margem EBITDA Ajustado, Margem Bruta, Margem Operacional e Margem Líquida e reconciliação na seção do EBITDA Ajustado.

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

## Resultados 2018 x 2017\*:

A receita de vendas totalizou R\$ 349.836 milhões, aumento de 23%, refletindo os maiores preços dos derivados no mercado interno, principalmente diesel e gasolina e das exportações, acompanhando o aumento de 31% da cotação do *Brent* e a depreciação de 14% do real. Apesar do maior volume de vendas de diesel, houve queda no volume total das vendas de derivados no mercado interno em 3% e nas exportações em 10%, em função da menor produção de óleo.

Houve aumento das despesas de vendas, principalmente em função do pagamento de tarifas para utilização de gasodutos, maiores gastos com participações governamentais e importações e ocorrência de itens especiais. Houve, ainda, redução das despesas gerais e administrativas.

O EBITDA ajustado atingiu R\$ 114.852 milhões, acréscimo de 50%, como resultado das maiores margens nas vendas de derivados no mercado doméstico e das exportações, acompanhando o aumento do *Brent*. A margem EBITDA ajustado aumentou significativamente, de 27% para 33%.

Os itens especiais totalizaram R\$ 10.034 milhões, incluindo:

- (i) ganhos com acordos assinados com o setor elétrico (R\$ 5.259 milhões),
- (ii) resultado positivo com desmantelamento de áreas (R\$ 2.365 milhões), em função do alongamento do prazo até o abandono,
- (iii) perdas com *impairment* (R\$ 7.583 milhões), com destaque para campos de produção de óleo e gás no Brasil e no exterior e navios da Transpetro (detalhamento no Apêndice 5),
- (iv) perdas com contingências judiciais (R\$ 7.415 milhões), principalmente, o acordo com ANP para unificação do Parque das Baleiais e a arbitragem movida pela Vantage, e
- (v) efeito cambial negativo sobre contingências (R\$ 1.646 milhões).

O lucro líquido em 2018 foi de R\$ 25.779 milhões, equivalente a R\$ 1,98 por ação, refletindo o maior lucro operacional e a melhora do resultado financeiro, resultante de menor despesa com juros originados pela redução do endividamento e de maiores receitas financeiros devido aos ganhos com a renegociação de dívidas do setor elétrico.

Excluindo o impacto dos itens especiais, o lucro líquido seria de R\$ 35.974 milhões e EBITDA ajustado de R\$ 122.002 milhões.

O Fluxo de caixa livre de R\$ 54.600 milhões foi recorde histórico e 24% superior a 2017, refletindo o aumento de 11% da geração operacional de caixa e mantendo o mesmo nível de investimentos do ano anterior.

Os investimentos totalizaram R\$ 41.246 milhões, inferiores ao estimado para o ano, em função de postergações em atividades relacionadas à construção de plataformas, que levou a atraso de alguns meses na entrada em operação e postergações em perfuração e completação de poços em campos maduros, conciliando com o cronograma de melhoria das plataformas.

Os desinvestimentos realizados resultaram em entrada de caixa de R\$ 20.218 milhões, com destaque para os projetos de parceria com a Equinor no campo de Roncador, com a Total em Lapa e Iara e com a Murphy no Golfo do México.

A Petrobras atingiu a meta de dívida líquida, que alcançou US\$ 69.378 milhões ao final de 2018, e superou a meta Dívida líquida/EBITDA ajustado, alcançando 2,34, inferior à meta de 2,5.

\* Informações adicionais sobre o resultado das operações de 2018 x 2017, vide item 6.

## Resultados do 4T-2018 x 3T-2018\*\*:

A receita de vendas foi de R\$ 92.720 milhões, inferior em 6%, refletindo os menores preços dos derivados no mercado interno e das exportações, em linha com a redução do *Brent* em 10% e a apreciação do real em 4%, bem como menor preço de venda de energia. Em relação aos volumes, o crescimento de 6% na produção de óleo no Brasil contribuiu para o aumento de 45% das exportações de petróleo, compensando a queda de 5% nas vendas de derivados no país.

Apesar da redução de 4% dos custos, a maior participação de derivados importados no mix das vendas e a realização de estoques formados a custos mais elevados contribuíram para a redução da margem bruta. Houve, ainda, ocorrência de itens especiais.

Como resultado, o lucro operacional foi de R\$ 11.457 milhões, 33% inferior, e o EBITDA ajustado atingiu R\$ 29.160 milhões, com margem de 31%.

Os itens especiais totalizaram R\$ 6.336 milhões, com destaque para:

- (i) ganhos com acordos assinados com o setor elétrico (R\$ 3.191 milhões),
- (ii) reversão de perdas de crédito esperadas referente ao setor elétrico (R\$ 2.502 milhões),
- (iii) resultado positivo com desmantelamento de áreas (R\$ 2.366 milhões) em função do alongamento do prazo até o abandono,
- (iv) perdas com contingências (R\$ 4.990 milhões), principalmente, o acordo com ANP para unificação do Parque das Baleiais e a arbitragem movida pela Vantage, e
- (v) perdas com impairment (R\$ 6.432 milhões), com destaque para campos de produção de óleo e gás no Brasil e no exterior e navios da Transpetro (detalhamento no Apêndice 5).

O lucro líquido foi de R\$ 2.102 milhões, inferior em 68%, devido às menores margens nas vendas de derivados e ao impacto dos itens especiais.

Excluindo o impacto dos itens especiais, o lucro líquido seria R\$ 8.035 milhões e EBITDA ajustado R\$ 31.020 milhões.

O Fluxo de caixa livre de R\$ 17.119 milhões foi 2 vezes superior ao 3T-2018, refletindo a melhora da geração operacional de caixa devido aos recebimentos do programa de subvenção de diesel e ao pagamento do acordo da *Class Action* ocorrido no 3T-2018, aliado à redução da realização dos investimentos no período, que totalizaram R\$ 8.989 milhões.

---

\*\* Informações adicionais sobre o resultado das operações do 4T-2018 x 3T-2018, vide item 7.

## RESULTADO POR SEGMENTO DE NEGÓCIO

### EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

#### 2018 x 2017

A produção de petróleo, LGN e gás natural foi de 2.628 mil barris de óleo equivalente por dia (boed) ficando 5% abaixo da produção do ano anterior devido, principalmente, aos desinvestimentos realizados nos campos de Lapa e Roncador, ao término dos Sistemas de Produção Antecipada (SPAs) de Tartaruga Verde e Itapu e ao declínio natural da produção. Como destaque, quatro novos sistemas entraram em operação ao longo do ano: P-74, FPSO Cidade de Campos dos Goytacazes, P-69 e P-75.

Os custos com participações governamentais aumentaram em consequência dos maiores preços do petróleo no mercado internacional e do aumento da produção em campos onde há incidência de alíquotas elevadas de participação especial. O *lifting cost* por barril sem participação governamental no Brasil diminuiu 4% em dólar devido aos menores gastos com intervenções em poços.

O lucro operacional aumentou principalmente em razão de maiores cotações de *Brent* e da reversão de despesas com desmantelamento de área, que foram parcialmente compensados por maiores custos com participações governamentais, perdas com *impairment* de ativos e com contingências judiciais.

O EBITDA ajustado alcançou R\$103.206 milhões, um crescimento de 58%. A margem ebitda alcançou 54%.

#### 4T-2018 x 3T-2018

A produção de petróleo, LGN e gás natural, aumentou 6%, principalmente, em função do maior volume adicionado pelas novas unidades, pela interligação de poços na P-74 e FPSO Cidade de Campos dos Goytacazes, e pelo início de operação da P-69 e P-75.

O *lifting cost* por barril sem participação governamental em dólar diminuiu em 11%, principalmente, devido aos menores gastos com intervenções em poços e a diluição do custo fixo com o aumento da produção. Adicionalmente, houve redução nos gastos com participações governamentais em consequência da queda das cotações internacionais de petróleo.

Apesar do aumento da produção, o lucro operacional diminuiu devido às menores cotações de *Brent*, à valorização do real, ao maior *impairment* de ativos, com destaque para campos de produção de óleo e gás no Brasil e no exterior, e ao reconhecimento de contingências judiciais, principalmente relacionadas ao acordo para unificação dos campos do Parque das Baleias e a arbitragem movida pela Vantage.

O EBITDA ajustado atingiu R\$ 25.754 milhões, uma redução de 8%. A margem ebitda alcançou 51%.



**Tabela 02 - Principais Indicadores de Exploração & Produção**

	R\$ milhões						
	Exercício			4T-2018	3T-2018	4T18 X 3T18 (%)	4T-2017
	2018	2017	2018 x 2017 (%)				
<b>Receita de vendas</b>	191.546	134.737	42	50.775	51.813	(2)	37.154
Brasil	187.165	131.732	42	49.686	50.306	(1)	36.244
Exterior	4.381	3.005	46	1.089	1.507	(28)	910
<b>Lucro bruto</b>	85.947	45.515	89	24.838	23.654	5	13.213
Brasil	83.355	44.352	88	23.924	22.813	5	12.755
Exterior	2.592	1.163	123	914	841	9	458
<b>Despesas operacionais</b>	(19.463)	(11.969)	(63)	(11.659)	(5.357)	(118)	(3.019)
Brasil	(12.553)	(9.817)	(28)	(7.214)	(3.168)	(128)	(2.235)
Exterior	(6.910)	(2.152)	(221)	(4.445)	(2.189)	(103)	(784)
<b>Lucro (Prejuízo) operacional</b>	66.484	33.546	98	13.179	18.297	(28)	10.194
Brasil	70.803	34.535	105	16.711	19.645	(15)	10.520
Exterior	(4.319)	(989)	(337)	(3.532)	(1.348)	(162)	(326)
<b>Lucro (Prejuízo) - Acionistas Petrobras</b>	44.196	22.453	97	8.734	12.334	(29)	6.828
Brasil	46.730	22.678	106	11.029	12.966	(15)	6.870
Exterior	(2.534)	(225)	(1026)	(2.295)	(632)	(263)	(42)
<b>EBITDA ajustado do segmento*</b>	103.206	65.302	58	25.754	27.937	(8)	17.867
Brasil	103.720	64.734	60	28.000	27.372	2	17.525
Exterior	(514)	568	(190)	(2.246)	565	(498)	342
Margem do EBITDA do segmento (%)*	54	48	5	51	54	(3)	48
<b>Investimento do segmento</b>	42.528	39.650	7	10.270	13.565	(24)	12.802
<b>Brent médio (R\$/bbl)</b>	260,18	173,30	50	257,70	298,22	(14)	199,48
<b>Brent médio (US\$/bbl)</b>	71,04	54,27	31	67,76	75,27	(10)	61,39
<b>Preço de venda - Brasil</b>							
Petróleo (US\$/bbl)	66,66	50,48	32	66,71	70,14	(5)	55,82
<b>Preço de venda - Exterior</b>							
Petróleo (US\$/bbl)	66,13	47,16	40	68,55	68,72	-	54,04
Gás natural (US\$/bbl)	24,34	20,79	17	23,11	22,73	2	22,23
<b>Produção Petróleo e LGN (mil barris/dia)**</b>	2.099	2.217	(5)	2.115	2.014	5	2.201
Brasil	2.035	2.154	(6)	2.055	1.937	6	2.140
Exterior	44	41	6	40	56	(29)	40
Exterior não consolidada	21	22	(6)	20	21	(4)	21
<b>Produção Gás natural (mil barris/dia)**</b>	528	550	(4)	544	500	9	536
Brasil	492	501	(2)	511	462	11	496
Exterior	36	49	(26)	33	38	(12)	40
<b>Produção total</b>	2.628	2.767	(5)	2.659	2.514	6	2.737
<b>Lifting cost - Brasil (US\$/barril)</b>							
sem participação governamental	10,90	11,27	(3)	10,24	11,17	(8)	11,28
com participação governamental	24,39	20,48	19	23,77	25,84	(8)	22,02
<b>Lifting cost - Brasil (R\$/barril)</b>							
sem participação governamental	39,39	35,72	10	38,27	43,48	(12)	36,42
com participação governamental	89,08	65,20	37	87,18	100,99	(14)	71,88
<b>Lifting cost - Exterior s/ participação governamental (US\$/barril)</b>	5,30	5,51	(4)	5,18	5,22	(1)	7,01
<b>Participações Governamentais - Brasil</b>	39.794	25.168	58	9.970	10.943	(9)	7.563
Royalties	17.923	12.555	43	4.658	4.900	(5)	3.636
Participação Especial	21.685	12.429	74	5.264	5.995	(12)	3.882
Retenção de área	186	184	1	48	48	-	45
<b>Participações Governamentais - Exterior</b>	71	73	(3)	13	22	(41)	14

\* 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.

## REFINO, TRANSPORTE E COMERCIALIZAÇÃO

### 2018 x 2017

Houve aumento de 13% nas vendas de diesel e redução nas vendas de gasolina em função da maior competitividade do etanol hidratado, mantendo as vendas de derivados estáveis. Acompanhando a demanda, a produção de derivados ficou no mesmo nível do ano anterior, alcançando 1.764 mil de barris por dia, com destaque para a maior produção de diesel, em 3%.

Houve redução na exportação líquida de petróleo devido à menor produção e maior participação de petróleo importado na carga processada. A exportação líquida de derivados aumentou devido à redução de importação de nafta para a Braskem e aumento das exportações de gasolina, compensadas parcialmente por maiores importações de diesel e QAV.

O lucro operacional reduziu em função da menor margem de comercialização de derivados, principalmente gasolina, diesel e GLP e das maiores despesas com vendas, compensadas parcialmente pela realização de estoques formados a preços inferiores e menor *impairment*.

A implementação de medidas de otimização de gastos resultou na redução do custo unitário de refino.

O EBITDA ajustado atingiu R\$ 20.331 milhões, com redução de 29% e margem de 8%.

### 4T-2018 x 3T-2018

A produção de derivados foi de 1.736 mil de barris por dia, 4% abaixo do trimestre anterior, principalmente em função do sinistro ocorrido na Refinaria de Paulínia (Replan). A Replan retomou 100% de sua capacidade nominal em 25 de janeiro de 2019, dentro do prazo previsto.

O volume de vendas reduziu 5% em função da sazonalidade no consumo de óleo diesel no 3T-2018, da menor demanda por óleo combustível para as usinas termelétricas e da menor demanda por GLP devido à menor atividade econômica. Tais fatores foram parcialmente compensados pela maior venda de gasolina no período devido ao crescimento sazonal.

A exportação líquida de petróleo aumentou devido à maior produção e ao menor processamento de óleo. O aumento da importação líquida de derivados decorreu, principalmente, das maiores importações de gasolina e nafta e menores exportações de óleo combustível.

O custo unitário de refino aumentou impactado pela menor carga processada.

O prejuízo operacional reflete as menores margens de comercialização em função da realização de estoques formados a preços superiores. Houve, também, maior participação de derivados importados no atendimento do mercado interno, principalmente diesel e gasolina, maiores despesas tributárias e *impairment* relacionado, principalmente, a conjunto de navios da Transpetro.

O EBITDA ajustado apresentou resultado negativo de R\$ 1.062 milhões.

**Tabela 03 - Principais Indicadores do Refino, Transporte e Comercialização**

	R\$ milhões						
	Exercício			4T-2018	3T-2018	4T18 X 3T18 (%)	4T-2017
	2018	2017	2018 x 2017 (%)				
<b>Receita de vendas</b>	269.138	214.067	26	72.089	76.289	(6)	56.221
Brasil (inclui operações de Trading no exterior)	278.634	219.594	27	74.328	79.113	(6)	58.025
Exterior	11.139	6.690	67	2.662	3.121	(15)	2.350
Eliminações	(20.635)	(12.217)	(69)	(4.901)	(5.945)	18	(4.154)
<b>Lucro bruto</b>	23.202	29.598	(22)	157	7.688	(98)	9.300
Brasil	23.427	29.490	(21)	608	7.601	(92)	9.166
Exterior	(225)	108	(308)	(451)	87	(618)	134
<b>Despesas operacionais</b>	(12.677)	(11.548)	(10)	(5.257)	(3.099)	(70)	(4.727)
Brasil	(12.500)	(11.180)	(12)	(5.134)	(3.087)	(66)	(4.476)
Exterior	(177)	(368)	52	(123)	(12)	(925)	(251)
<b>Lucro (Prejuízo) operacional</b>	10.525	18.050	(42)	(5.100)	4.589	(211)	4.573
Brasil	10.927	18.310	(40)	(4.526)	4.514	(200)	4.689
Exterior	(402)	(260)	(55)	(574)	75	(865)	(116)
<b>Lucro (Prejuízo) - Acionistas Petrobras</b>	8.405	13.510	(38)	(3.320)	3.410	(197)	3.337
Brasil	8.670	13.681	(37)	(2.942)	3.361	(188)	3.413
Exterior	(265)	(171)	(55)	(378)	49	(871)	(76)
<b>EBITDA ajustado do segmento*</b>	20.331	28.592	(29)	(1.062)	6.690	(116)	8.785
Brasil	20.436	28.432	(28)	(628)	6.558	(110)	8.624
Exterior	(105)	160	(166)	(434)	132	(429)	161
Margem do EBITDA do segmento (%)*	8	13	(6)	(1)	9	(10)	16
<b>Investimento do segmento</b>	4.103	4.093	-	1.427	1.155	24	1.104
<b>Preço derivados básicos - Mercado Interno (R\$/bbl)</b>	299,70	226,37	32	312,35	330,33	(5)	246,29
<b>Importação (mil barris/dia)**</b>	349	308	13	424	439	(3)	263
Importação de petróleo	154	127	21	147	207	(29)	141
Importação de diesel	59	12	392	94	91	3	3
Importação de gasolina	19	11	73	49	17	188	10
Importação de outros derivados	117	158	(26)	134	124	8	109
<b>Exportação (mil barris/dia)**</b>	606	669	(9)	640	511	25	550
Exportação de petróleo	428	512	(16)	468	322	45	398
Exportação de derivados	178	157	13	172	189	(9)	152
<b>Exportação (importação) líquida</b>	257	361	(29)	216	72	200	287
<b>Indicadores Operacionais - Brasil (mil barris/dia)**</b>							
Produção de derivados	1.764	1.800	(2)	1.736	1.801	(4)	1.795
Carga de referência	2.176	2.176	-	2.176	2.176	-	2.176
Fator de utilização do parque de refino (%)	76	77	(1)	75	78	(3)	77
Carga fresca processada	1.664	1.685	(1)	1.642	1.693	(3)	1.683
Carga processada	1.715	1.736	(1)	1.685	1.743	(3)	1.739
Participação do óleo nacional na carga processada (%)	91	93	(2)	90	88	2	92
<b>Indicadores Operacionais - Exterior (mil barris/dia)**</b>							
Carga total processada	108	94	15	103	108	(5)	115
Produção de derivados	107	94	14	106	109	(3)	113
Carga de referência	100	100	-	100	100	-	100
Fator de utilização do parque do refino (%)	100	88	12	96	100	(4)	109
<b>Custo do refino - Brasil</b>							
Custo de refino (US\$/barril)	2,51	2,90	(13)	2,49	2,27	10	2,76
Custo de refino (R\$/barril)	9,12	9,26	(2)	9,44	8,95	5	8,98
<b>Custo do refino - Exterior (US\$/barril)</b>	4,60	4,41	4	4,76	4,64	3	3,92
<b>Volume de Vendas (inclui vendas inter- segmentos e terceiros)**</b>							
Diesel	731	645	13	782	843	(7)	597
Gasolina	402	453	(11)	405	387	5	433
Óleo combustível	46	67	(31)	42	58	(27)	77
Nafta	97	134	(28)	96	102	(6)	113
GLP	231	236	(2)	227	242	(6)	230
QAV	123	114	7	124	126	(1)	119
Outros	179	187	(4)	171	183	(6)	193
<b>Total de derivados mercado interno (mil barris/dia)</b>	1.808	1.835	(1)	1.848	1.941	(5)	1.761

\* 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.

## GÁS & ENERGIA

### 2018 x 2017

As vendas de gás natural para o mercado não termelétrico aumentaram em função da melhora na atividade industrial, enquanto as vendas para o mercado termelétrico registraram queda. Apesar do aumento do preço do gás, houve menor disponibilidade de gás nacional, devido à parada para manutenção no campo de Mexilhão e maior importação de GNL.

A geração de energia foi inferior ao ano anterior, bem como o PLD, em razão do cenário hidrológico favorável. O maior volume de vendas no Ambiente de Contratação Livre decorreu de oportunidades de novas vendas no mercado de curto prazo.

O lucro operacional apresentou redução em função de maiores despesas de vendas com o pagamento de tarifas para uso de gasodutos da malha sudeste e do impacto positivo com a venda da NTS em abril de 2017.

O EBITDA ajustado atingiu R\$ 5.830 milhões, com redução de 10% e margem de 13%.

### 4T-2018 x 3T-2018

A redução das vendas de gás natural decorre do impacto da sazonalidade do mercado industrial no segmento não termelétrico e da queda do despacho termelétrico em função da maior afluência no início do período úmido no 4T-2018.

O lucro operacional reflete as maiores margens de gás devido à combinação de menor demanda termelétrica e retorno da produção de Mexilhão, normalizando a disponibilidade de gás nacional e reduzindo a importação de gás boliviano e de GNL. Além disso, a reversão de perdas de crédito esperadas também contribuiu para o resultado.

O EBITDA ajustado atingiu R\$ 3.891 milhões, com margem de 33%.

**Tabela 04 - Principais Indicadores de Gás & Energia**

	R\$ milhões						
	Exercício			4T-2018	3T-2018	4T18 X 3T18 (%)	4T-2017
	2018	2017	2018 x 2017 (%)				
<b>Receita de vendas</b>	45.028	39.549	14	11.914	13.518	(12)	11.456
Brasil	44.803	39.410	14	11.868	13.416	(12)	11.420
Exterior	225	139	62	46	102	(55)	36
<b>Lucro bruto</b>	11.740	11.431	3	3.371	2.248	50	3.562
Brasil	11.693	11.396	3	3.355	2.220	51	3.542
Exterior	47	35	34	16	28	(43)	20
<b>Despesas operacionais</b>	(8.989)	(2.158)	(317)	(682)	(3.589)	81	(3.804)
Brasil	(8.943)	(1.998)	(348)	(668)	(3.578)	81	(3.688)
Exterior	(46)	(160)	71	(14)	(11)	(27)	(116)
<b>Lucro (Prejuízo) operacional</b>	2.751	9.273	(70)	2.689	(1.341)	301	(242)
Brasil	2.750	9.398	(71)	2.687	(1.357)	298	(146)
Exterior	1	(125)	101	2	16	(88)	(96)
<b>Lucro (Prejuízo) - Acionistas Petrobras</b>	1.709	6.113	(72)	1.765	(808)	318	(176)
Brasil	1.694	6.096	(72)	1.751	(853)	305	(135)
Exterior	15	17	(12)	14	45	(69)	(41)
<b>EBITDA ajustado do segmento*</b>	5.830	6.485	(10)	3.891	(674)	677	1757
Brasil	5.823	6.476	(10)	3.886	(690)	663	1.743
Exterior	7	9	-	5	16	(69)	14
Margem do EBITDA do segmento (%)*	13	16	(3)	33	(5)	38	15
<b>Investimento do segmento</b>	1.607	3.602	(55)	581	435	34	574
<b>Indicadores Operacionais - Brasil**</b>							
Vendas de energia elétrica (ACL) - MW médio	832	788	6	785	754	4	776
Vendas de energia elétrica (ACR) - MW médio	2.788	3.058	(9)	2.788	2.788	-	3.058
Geração de energia elétrica - MW médio	2.205	3.165	(30)	1.230	3.371	(64)	3.863
Preço de liquidação das diferenças (PLD) - R\$/MWh	282	320	(12)	157	495	(68)	398
Disponibilidade de gás natural nacional (mil barris/dia)	307	338	(9)	322	265	22	346
Importação de GNL (mil barris/dia)	43	32	34	10	117	(91)	43
Importação de Gás Natural (mil barris/dia) ***	139	151	(8)	121	152	(20)	162

\* 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.

\*\*\* Considera o GNL importado regaseificado no período de análise, a partir do RMF 2T-2018. Até o RMF 1T-2018, considerava a importação de GNL, independente da sua regaseificação dentro do período analisado.

**Tabela 05 - Principais Indicadores da Distribuição**

	R\$ milhões						
	Exercício			4T-2018	3T-2018	4T18 X 3T18 (%)	4T-2017
	2018	2017	2018 x 2017 (%)				
<b>Receita de vendas</b>	102.013	88.050	16	26.312	27.611	(5)	24.136
Brasil	96.613	83.674	15	24.885	26.166	(5)	22.973
Exterior	5.400	4.376	23	1.427	1.445	(1)	1.163
<b>Lucro bruto</b>	6.103	6.599	(8)	1.578	1.581	-	1.862
Brasil	5.717	6.231	(8)	1.473	1.486	(1)	1.770
Exterior	386	368	5	105	95	11	92
<b>Despesas operacionais</b>	(3.396)	(4.047)	16	(1.199)	(64)	(1773)	(1.145)
Brasil	(3.147)	(3.811)	17	(1.134)	(6)	(18800)	(1.054)
Exterior	(249)	(236)	(6)	(65)	(58)	(12)	(91)
<b>Lucro (Prejuízo) operacional</b>	2.707	2.552	6	379	1.517	(75)	717
Brasil	2.570	2.420	6	338	1.481	(77)	716
Exterior	137	132	4	41	36	14	1
<b>Lucro (Prejuízo) - Acionistas Petrobras</b>	1.290	1.663	(22)	185	712	(74)	452
Brasil	1.207	1.568	(23)	158	696	(77)	443
Exterior	83	95	(13)	27	16	69	9
<b>EBITDA ajustado do segmento*</b>	3.142	3.065	3	497	1607	(69)	881
Brasil	2.974	2.906	2	453	1.568	(71)	866
Exterior	168	159	6	44	39	13	15
<b>Margem do EBITDA do segmento (%)*</b>	3	3	-	2	6	(3)	4
<b>Investimento do segmento</b>	500	345	45	177	129	37	116
<b>Volume de vendas - Brasil (mil barris/dia)**</b>							
Diesel	300	296	1	296	323	(8)	291
Gasolina	161	186	(14)	159	151	5	179
Óleo combustível	35	52	(34)	29	47	(39)	61
QAV	53	52	2	51	54	(7)	53
Outros	77	85	(9)	76	79	(5)	85
<b>Total de derivados mercado interno</b>	626	671	(7)	609	655	(7)	669

## DISTRIBUIÇÃO

### 2018 x 2017

O aumento do lucro operacional reflete a reversão de perdas com processos judiciais em função do Termo de Acordo Extrajudicial assinado com o Estado do Mato Grosso, compensado parcialmente pela redução das margens médias de comercialização e dos volumes vendidos. Estes mesmos fatores explicam o EBITDA Ajustado.

### 4T-2018 x 3T-2018

A redução do lucro operacional reflete a reversão de perdas com processos judiciais ocorrida no 3T-2018 e o menor volume vendido, parcialmente compensados pelo aumento das margens médias de comercialização.

\* 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.

## Liquidez e Recursos de Capital

Tabela 06 – Liquidez e recursos de capital

	R\$ milhões				
	Exercício				
	2018	2017	4T-2018	3T-2018	4T-2017
Disponibilidades ajustadas* no início do período	80.731	71.664	60.967	69.596	80.175
Títulos públicos federais e time deposits acima de 3 meses no início do período	(6.237)	(2.556)	(4.164)	(4.060)	(5.744)
<b>Caixa e equivalentes de caixa no início do período</b>	<b>74.494</b>	<b>69.108</b>	<b>56.803</b>	<b>65.536</b>	<b>74.431</b>
Recursos gerados pelas atividades operacionais	95.846	86.467	26.108	21.925	19.567
Recursos utilizados em atividades de investimento	(18.752)	(35.218)	(5.521)	(13.897)	(12.308)
Investimentos em área de negócios	(41.246)	(42.403)	(8.989)	(13.810)	(12.959)
Recebimentos pela venda de ativos (desinvestimentos)	20.218	9.907	3.335	3	449
Investimentos em títulos e valores mobiliários	2.276	(2.722)	133	(90)	202
<b>(=) Fluxo de caixa das atividades operacionais e de investimento</b>	<b>77.094</b>	<b>51.249</b>	<b>20.587</b>	<b>8.028</b>	<b>7.259</b>
Financiamentos líquidos	(103.460)	(50.919)	(20.787)	(17.867)	(14.975)
Captações	38.023	86.467	7.397	3.395	14.385
Amortizações de principal e juros	(141.483)	(137.386)	(28.184)	(21.262)	(29.360)
Dividendos pagos a acionistas Petrobras e a não controladores	(3.046)	(538)	(1.220)	(923)	(59)
Participação de acionistas não controladores	430	69	311	142	263
Recebimentos pela venda de participações, sem perda de controle	-	4.906	-	-	4.906
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	8.342	619	(1.840)	1.887	2.669
<b>Caixa e equivalentes de caixa no fim do período</b>	<b>53.854</b>	<b>74.494</b>	<b>53.854</b>	<b>56.803</b>	<b>74.494</b>
Títulos públicos federais e time deposits acima de 3 meses no fim do período	4.198	6.237	4.198	4.164	6.237
<b>Disponibilidades ajustadas* no fim do período</b>	<b>58.052</b>	<b>80.731</b>	<b>58.052</b>	<b>60.967</b>	<b>80.731</b>
<b>Reconciliação do Fluxo de caixa livre</b>					
Recursos gerados pelas atividades operacionais	95.846	86.467	26.108	21.925	19.567
Investimentos em área de negócios	(41.246)	(42.403)	(8.989)	(13.810)	(12.959)
<b>Fluxo de caixa livre*</b>	<b>54.600</b>	<b>44.064</b>	<b>17.119</b>	<b>8.115</b>	<b>6.608</b>

Em 31 de dezembro de 2018, o saldo de caixa e equivalentes de caixa era de R\$ 53.854 milhões e as disponibilidades ajustadas totalizaram R\$ 58.052 milhões, 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\$ 95.846 milhões, captações de R\$ 38.023 milhões e recebimentos pela venda de ativos de R\$ 20.218 milhões 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 a realização dos desinvestimentos abaixo da planejada, afetada pelos processos suspensos por decisões judiciais.

A geração operacional de caixa foi de R\$ 95.846 milhões, 11% superior a 2017, devido ao aumento das margens de exportação de óleo e da venda de derivados no mercado interno, compensados, parcialmente, pelos menores volumes das vendas e pelo pagamento de duas parcelas do acordo para encerramento da *Class Action*. Os investimentos nos negócios da companhia foram de R\$ 41.246 milhões em 2018, sendo 86% dos investimentos destinados para a área de exploração e produção. Estes mesmos fatores resultaram em Fluxo de Caixa Livre\* positivo pelo quarto ano consecutivo, de R\$ 54.600 milhões em 2018 e R\$ 17.119 milhões no 4T-2018, aumento de 24% e 111%, respectivamente.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2018, a companhia captou R\$ 38.023 milhões, destacando-se: (i) captações no mercado bancário nacional e internacional, com vencimentos entre 4,5 anos e 6,5 anos, no valor total de R\$ 26.227 milhões, (ii) oferta de títulos no mercado de capitais internacional (*Global Notes*) com vencimentos em 2029, no valor de R\$ 6.359 milhões, (US\$ 1.962 milhões); e (iii) captação de R\$ 3.774 milhões, em financiamentos com agências de crédito à exportação.

Adicionalmente, a companhia liquidou diversos empréstimos e financiamentos, destacando-se: (i) a recompra e/ou resgate de R\$ 49.719 milhões, (US\$ 13.943 milhões) 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\$ 1.015 milhões; (ii) o pré-pagamento de R\$ 55.116 milhões de empréstimos no mercado bancário nacional e internacional; e (iii) pré-pagamento de R\$ 4.932 milhões de financiamentos junto ao BNDES.

As amortizações de principal e juros no exercício de 2018 foram, respectivamente, de R\$ 120.524 milhões e R\$ 20.959 milhões e somaram R\$ 141.483 milhões, e o fluxo nominal (visão caixa) de principal e juros dos financiamentos, por vencimento, é apresentado em milhões de reais, a seguir:

Tabela 07 - Fluxo nominal de principal e juros dos financiamentos

Vencimento	R\$ milhões - Consolidado							
	2019	2020	2021	2022	2023	2024 em diante	31.12.2018	31.12.2017
Principal	9.329	15.768	27.696	40.457	46.954	190.235	330.439	365.632
Juros	19.189	18.750	17.723	16.073	13.623	113.646	199.004	200.887
<b>Total</b>	<b>28.518</b>	<b>34.518</b>	<b>45.419</b>	<b>56.530</b>	<b>60.577</b>	<b>303.881</b>	<b>529.443</b>	<b>566.519</b>

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

## Endividamento consolidado

Em 2018, o endividamento bruto em reais recuou 10%, principalmente em decorrência da amortização de dívidas, o endividamento líquido reduziu 4% e o prazo médio de vencimento da dívida ficou em 9,14 anos (8,62 anos em 31 de dezembro de 2017). A taxa média dos financiamentos atingiu 6,1%, a mesma em relação a 2017. O índice dívida líquida sobre EBITDA ajustado\* reduziu de 3,67 em 2017, para 2,34, em 2018, devido, principalmente, ao recebimento dos desinvestimentos e ao fluxo de caixa livre positivo.

O endividamento de curto e longo prazo incluem Arrendamentos Mercantis Financeiros no montante de R\$ 89 milhões e R\$ 626 milhões, respectivamente (R\$ 84 milhões e R\$ 675 milhões em 31 de dezembro de 2017).

**Tabela 08- Endividamento consolidado em reais**

	R\$ milhões		
	31.12.2018	31.12.2017	Δ%
Endividamento curto prazo	14.296	23.244	(38)
Endividamento longo prazo	312.580	338.239	(8)
<b>Total</b>	<b>326.876</b>	<b>361.483</b>	<b>(10)</b>
Disponibilidades	53.854	74.494	(28)
Títulos públicos federais e Time Deposits (vencimento superior a 3 meses)	4.198	6.237	(33)
<b>Disponibilidades ajustadas*</b>	<b>58.052</b>	<b>80.731</b>	<b>(28)</b>
Endividamento líquido*	268.824	280.752	(4)
Endividamento líquido/(endividamento líquido+patrimônio líquido) - Alavancagem	49%	51%	(2)
Passivo total líquido*	802.421	750.784	7
(capital de terceiros líquido / passivo total líquido)	65%	64%	1
Índice de Dívida Líquida/EBITDA ajustado*	2,34	3,67	(36)
Taxa média dos financiamentos (% a.a.)	6,1	6,1	-
Índice de Dívida Líquida/FCO*	2,85	3,32	(14)

**Tabela 09- Endividamento consolidado em dólares**

	U.S.\$ milhões		
	31.12.2018	31.12.2017	Δ%
Endividamento curto prazo	3.690	7.026	(47)
Endividamento longo prazo	80.670	102.249	(21)
<b>Total</b>	<b>84.360</b>	<b>109.275</b>	<b>(23)</b>
Endividamento líquido	69.378	84.871	(18)
Prazo médio da dívida (anos)	9,14	8,62	0,52

**Tabela 10- Endividamento por taxa, moeda e vencimento**

**Informações sumarizadas sobre financiamentos:**

**Por taxa**

Indexados a taxas flutuantes

Indexados a taxas fixas

**Total**

**Por moeda**

Reais

Dólar

Euro

Outras moedas

**Total**

**Por vencimento**

até 1 ano

1 a 2 anos

2 a 3 anos

3 a 4 anos

4 a 5 anos

5 anos em diante

**Total**

	R\$ milhões		
	31.12.2018	31.12.2017	Δ%
Indexados a taxas flutuantes	162.348	176.943	(8)
Indexados a taxas fixas	163.813	183.781	(11)
<b>Total</b>	<b>326.161</b>	<b>360.724</b>	<b>(10)</b>
Reais	62.025	71.129	(13)
Dólar	241.886	263.614	(8)
Euro	13.631	17.773	(23)
Outras moedas	8.619	8.208	5
<b>Total</b>	<b>326.161</b>	<b>360.724</b>	<b>(10)</b>
até 1 ano	14.207	23.160	(39)
1 a 2 anos	15.193	21.423	(29)
2 a 3 anos	27.170	31.896	(15)
3 a 4 anos	39.978	42.168	(5)
4 a 5 anos	46.305	59.594	(22)
5 anos em diante	183.308	182.483	-
<b>Total</b>	<b>326.161</b>	<b>360.724</b>	<b>(10)</b>

O IASB emitiu o IFRS 16 - Leases (IFRS 16), que passou a vigorar a partir de exercícios iniciados em 1º de janeiro de 2019 e contém princípios para identificação, reconhecimento, mensuração e divulgação de arrendamentos mercantis.

Com a adoção do IFRS 16, a companhia deixa de reconhecer custos e despesas operacionais oriundos 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. Com isso, espera-se aumento de aproximadamente R\$ 110 bilhões no imobilizado e no endividamento e 0,5x no índice de Dívida líquida/EBITDA ajustado.

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



## INFORMAÇÕES ADICIONAIS

### 1. 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 (*Last Twelve Months*), 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.

Tabela 11 – Reconciliação do EBITDA Ajustado

	R\$ milhões						
	Exercício			4T-2018	3T-2018	4T18 X 3T18 (%)	4T-2017
	2018	2017	2018 x 2017 (%)				
Lucro líquido (Prejuízo)	26.698	377	6.982	2.978	6.904	(57)	(5.372)
Resultado Financeiro Líquido	21.100	31.599	(33)	5.366	5.841	(8)	7.598
Imposto de renda e contribuição social	17.078	5.797	195	3.236	5.249	(38)	(3.156)
Depreciação, depleção e amortização	43.646	42.478	3	10.926	10.700	2	10.445
<b>EBITDA</b>	<b>108.522</b>	<b>80.251</b>	<b>35</b>	<b>22.506</b>	<b>28.694</b>	<b>(22)</b>	<b>9.515</b>
Resultado de participações em investimentos	(1.919)	(2.149)	11	(123)	(975)	87	(484)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	7.689	3.862	99	6.307	1.501	320	3.511
Realização de ajustes acumulados de conversão - CTA	-	116	(100)	-	-	-	-
Resultado com alienações/baixas de ativos (*)	(1.086)	(5.523)	80	787	250	215	444
Efeito de variação cambial sobre contingências relevantes em moeda estrangeira	1.646	-	-	(317)	386	(182)	-
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>114.852</b>	<b>76.557</b>	<b>50</b>	<b>29.160</b>	<b>29.856</b>	<b>(2)</b>	<b>12.986</b>
Imposto de renda e contribuição social	(17.078)	(5.797)	(195)	(3.236)	(5.249)	38	3.156
Perdas de crédito esperadas	324	2.271	(86)	(3.121)	1.962	(259)	238
Variação contas a receber	(4.631)	(3.140)	(47)	5.013	(4.610)	209	(664)
Variação de estoques	(7.206)	(1.130)	(538)	2.461	(3.141)	178	(2.107)
Variação fornecedores	3.343	(160)	2.189	(2.634)	4.931	(153)	66
Variação imposto de renda e contribuição social diferidos	2.787	1.451	92	1.227	398	208	(3.249)
variação de impostos, taxas e contribuições	(1.389)	6.911	(115)	(3.969)	5	(79.480)	1.821
Variações operacionais em outros ativos e passivos	4.844	9.504	(32)	1.207	(2.227)	154	7.321
<b>Recursos gerados pelas atividades operacionais (FCO)</b>	<b>95.846</b>	<b>86.467</b>	<b>11</b>	<b>26.108</b>	<b>21.925</b>	<b>19</b>	<b>19.567</b>
Margem do EBITDA ajustado (%)	33	27	6	31	30	1	17

## 2. Hedge Fluxo de Caixa sobre exportações

Tabela 12 – Hedge do Fluxo de Caixa

	R\$ milhões						
	Exercício			4T-2018	3T-2018	4T18 X 3T18 (%)	4T-2017
	2018	2017	2018 x 2017 (%)				
<b>Varição Monetária e Cambial Total</b>	(32.200)	(3.330)	(867)	6.695	(8.320)	180	(7.514)
Varição Cambial Diferida registrada no Patrimônio Líquido	32.472	2.073	1.466	(7.359)	8.143	(190)	7.564
Reclassificação do Patrimônio Líquido para o resultado	(12.121)	(10.067)	(20)	(3.448)	(3.166)	(9)	(2.692)
<b>Varição Monetária e Cambial, Líquidas</b>	(11.849)	(11.324)	(5)	(4.112)	(3.343)	(23)	(2.642)

A reclassificação de despesa de variação cambial do patrimônio líquido para o resultado no acumulado do ano de 2018 totalizou (R\$ 12.121 milhões), representando um aumento de 20% comparado ao mesmo período em 2017, 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 31.12.2018 é demonstrada a seguir:

Tabela 13 – Expectativa de Realização das Exportações

	Consolidado								
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026 a 2028	Total
Expectativa de realização	(11.691)	(10.225)	(9.700)	(10.589)	(6.365)	(3.387)	380	1.163	(50.414)

### 3. 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 provocados por variações cambiais são acumulados no patrimônio líquido, somente afetando o resultado na medida em que as exportações são realizadas.

A Petrobras, por meio de sua controlada indireta Petrobras Global Trading B.V., contratou operações de derivativos com o objetivo de se proteger da exposição em libras esterlinas e em euros versus dólar, devido à emissão de bonds. A Companhia não tem intenção de liquidar tais contratos antes do prazo de vencimento.

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 31.12.2018, a exposição cambial líquida da Companhia é passiva, sendo a principal a do dólar norte-americano em relação ao real.

**Tabela 14 – Ativos e Passivos sujeitos à variação cambial**

ITENS	R\$ milhões	
	31.12.2018	31.12.2017
Ativo	50.557	44.013
Passivo	(325.515)	(261.358)
Hedge Accounting	256.390	193.189
Cross Currency Swap	6.450	5.813
Non Delivery Forward (NDF)	15.396	-
<b>Total</b>	<b>3.278</b>	<b>(18.343)</b>

**Tabela 15 – Segregação dos Ativos e Passivos por moeda**

SEGREGAÇÃO POR MOEDA	R\$ milhões	
	31.12.2018	31.12.2017
Real/ Dólar	587	(4.208)
Real/ Euro	(45)	(76)
Real/ Libra esterlina	(74)	(69)
Dólar/ Iene japonês	-	(316)
Dólar/ Euro	846	(14.172)
Dólar/ Libra esterlina	1.964	498
<b>Total</b>	<b>3.278</b>	<b>(18.343)</b>

**Tabela 16 – Variação Monetária e Cambial**

Variação monetária e cambial	R\$ milhões						
	Exercício			4T-2018	3T-2018	4T18 X 3T18 (%)	4T-2017
	2018	2017	2018 x 2017 (%)				
Variação cambial Dólar x Euro	(57)	(2.295)	98	(94)	(88)	(7)	(216)
Variação cambial Real x Dólar	380	(288)	232	(295)	(202)	(46)	(202)
Variação cambial Dólar x Libra Esterlina	(587)	(123)	(377)	(421)	(41)	(927)	117
Reclassificação do hedge accounting do Patrimônio Líquido para o Resultado	(12.121)	(10.067)	(20)	(3.448)	(3.166)	(9)	(2.692)
Variação cambial Real x Euro	(3)	(32)	91	3	(1)	400	(12)
Outros	539	1.481	(64)	143	155	(8)	363
<b>Variação Monetária e Cambial, Líquidas</b>	<b>(11.849)</b>	<b>(11.324)</b>	<b>(5)</b>	<b>(4.112)</b>	<b>(3.343)</b>	<b>(23)</b>	<b>(2.642)</b>

## 4. Itens especiais

Tabela 17 – Itens Especiais

Período Jan - Dez		R\$ milhões				
2018	2017	Item do Resultado	4T-2018	3T-2018	4T-2017	
1.086	5.523	Resultado com alienação e baixa de ativos				
		Outras receitas (despesas)	(787)	(250)	(444)	
5.259	-	Acordos assinados em 2018 referente ao setor elétrico				
		Resultado financeiro	2.426	461	-	
(1.646)	-	Efeito de variação cambial sobre contingências relevantes em moeda estrangeira				
		Outras receitas (despesas)	317	(386)	-	
(7.583)	(3.925)	Impairment de ativos e de investimentos	(6.432)	(1.290)	(3.522)	
-	(116)	Ajustes acumulados de conversão - CTA				
		Outras receitas (despesas)	-	-	-	
(763)	(681)	Perdas de crédito esperadas referentes ao setor elétrico				
		Despesas de vendas	2.502	(1.890)	(374)	
(7.415)	(553)	(Perdas)/Ganhos com contingências judiciais	(4.990)	(2.164)	412	
(1.120)	(376)	Programas de anistias estaduais				
		Despesas tributárias	(649)	(346)	(199)	
(84)	757	PIDV				
		Outras receitas (despesas)	(74)	2	1	
(1.156)	-	Plano de carreiras e remuneração				
		Outras receitas (despesas)	(16)	(1.140)	-	
286	-	Receita com multa contratual pela não concretização da venda da Liquigás				
		Outras receitas (despesas)	-	-	-	
1.801	814	Ressarcimento de valores - Operação Lava Jato				
	(894)	Navio sonda Vitória 10.000				
		Outras receitas (despesas)	65	1.735	660	
	(11.198)	Provisão para acordo de Ação Coletiva Consolidada (Class Action)				
		Outras receitas (despesas)	-	-	(11.198)	
(1.064)	-	Equalização de gastos - AIP				
		Outras receitas (despesas)	(1.064)	-	-	
2.365	1.093	Resultado relacionado a desmantelamento de áreas				
		Outras receitas (despesas)	2.366	(1)	1.093	
-	(10.433)	Programas de regularização de débitos federais				
		Diversos	-	-	(1.015)	
<b>(10.034)</b>	<b>(19.989)</b>	<b>Total</b>	<b>(6.336)</b>	<b>(5.269)</b>	<b>(14.586)</b>	

### Detalhamento do efeito do impairment de ativos e de investimentos nos diversos itens de resultado:

(7.689)	(3.862)	Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	(6.307)	(1.501)	(3.511)
106	(63)	Resultado de participações em investimentos	(125)	211	(11)
<b>(7.583)</b>	<b>(3.925)</b>	<b>Impairment de ativos e investimentos</b>	<b>(6.432)</b>	<b>(1.290)</b>	<b>(3.522)</b>

No 4T-2018 o efeito negativo dos itens especiais no EBITDA Ajustado foi de R\$ 1.860 milhões, com destaque para: (a) perdas com contingências (R\$ 4.990 milhões), (b) despesas com programas de anistias estaduais (R\$ 649 milhões), (c) reversão de perdas de crédito esperadas referente ao setor elétrico (R\$ 2.502 milhões), (d) resultado positivo com desmantelamento de áreas (R\$ 2.366 milhões). Se excluídos, o EBITDA Ajustado seria de R\$ 31.020 milhões.

No 4T-2018 o efeito negativo dos itens especiais no lucro líquido totalizou R\$ 6.336 milhões, com destaque para: (a) ganhos com acordos assinados com o setor elétrico (R\$ 3.191 milhões), (b) impairment (R\$ 6.432 milhões), (c) reversão de perdas de crédito esperadas referente ao setor elétrico (R\$ 2.502 milhões), (d) perdas com contingências (R\$ 4.990 milhões), (e) resultado positivo com desmantelamento de áreas (R\$ 2.366 milhões). Se excluídos, o lucro líquido seria de R\$ 8.035 milhões.

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.

## 5. Impairment

Ativo ou UGC, por natureza (*)	Consolidado			Segmento
	Valor contábil líquido	Valor recuperável (**)	Perda por desvalorização (***)	
	2018			
<b>Investimentos, Imobilizado e Intangível</b>				
Campos de produção de óleo e gás no Brasil (diversas UGCs)	27.199	38.450	1.994	Exploração e Produção, Brasil
Conjunto de navios da Transpetro	6.667	5.037	1.630	RTC, Brasil
Equipamentos e instalações vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços	772	23	749	Exploração e Produção, Brasil
UFN III	1.210	774	436	RTC, Brasil
Campos de produção de óleo e gás no exterior (diversas UGCs)	8.751	6.021	2.775	Exploração e Produção, Exterior
GASFOR II	225	-	225	Gás e Energia, Brasil
Comperj	180	-	180	RTC, Brasil
2º trem de refinaria Abreu e Lima - RNEST	4.315	4.232	83	RTC, Brasil
Outros	2.579	2.929	54	Diversos
			<b>8.126</b>	
<b>Ativos mantidos para venda</b>				
Campos de produção de óleo e gás - Polo Riacho da Forquilha	375	1.749	(128)	Exploração e Produção, Brasil
Outros	94	417	(309)	Diversos
<b>Total</b>			<b>7.689</b>	

A avaliação de recuperabilidade dos ativos imobilizados e intangíveis, testados individualmente ou agrupados em unidades geradoras de caixa - UGC, resultou no reconhecimento de perdas líquidas de R\$ 7.689 milhões, principalmente, nos campos de produção de óleo e gás no Brasil e no exterior e no conjunto de navios da Transpetro.

No exterior, a celebração do contrato da Petrobras America Inc. e a empresa Murphy Exploration & Production Company – USA resultou em uma perda por impairment de R\$ 2.730 milhões devido, principalmente, à atualização das premissas operacionais e taxas de desconto, associadas à redução da participação nos campos com a formação da *joint venture*.

No Brasil, a revisão das estimativas de gastos futuros com abandono de equipamentos em campos de produção e o aumento da taxa de câmbio resultaram no reconhecimento de perdas líquidas no valor de R\$ 1.994 milhões.

Na Transpetro, os menores valores de fretes projetados no PNG 2019-2023 resultaram no reconhecimento de perdas no montante de R\$ 1.630 milhões para um conjunto de navios.

## 6. Resultado das operações de 2018 x 2017:

Receita de vendas de R\$ 349.836 milhões, R\$ 66.141 milhões superior à de 2017 (R\$ 283.695 milhões), refletindo:

- aumento da receita no mercado interno (R\$ 42.982 milhões), reflexo de:
  - ✓ maiores preços médios dos derivados (R\$ 46.820 milhões), com destaque para o diesel (R\$ 21.108 milhões), gasolina (R\$ 10.202 milhões) e demais derivados (R\$ 15.510 milhões), acompanhando o aumento das cotações internacionais e a depreciação do real frente ao dólar;
  - ✓ maior receita de gás natural (R\$ 4.049 milhões), refletindo os preços mais elevados das *commodities*;
  - ✓ menor volume de vendas de derivados no mercado interno (R\$ 1.934 milhões), com destaque para:
    - gasolina (R\$ 6.354 milhões), refletindo a perda de participação para o etanol;
    - nafta (R\$ 2.337 milhões), devido à redução das vendas para a Braskem; e
    - crescimento das vendas do diesel (R\$ 7.409 milhões), decorrente do menor volume importado por outros *players*, compensando parcialmente os efeitos acima.
- aumento da receita com exportações (R\$ 16.262 milhões), basicamente petróleo e derivados, devido aos maiores preços, acompanhando a elevação das cotações internacionais e a depreciação do real frente ao dólar, e ao maior volume exportado de gasolina em função da perda de participação para o etanol no mercado interno, compensados em parte pela redução do volume de petróleo exportado devido à menor produção; e
- aumento das receitas de vendas no exterior (R\$ 6.897 milhões), refletindo a elevação das cotações internacionais.

Custo dos produtos vendidos de R\$ 225.293 milhões, R\$ 33.193 milhões superior ao de 2017 (R\$ 192.100 milhões), com destaque para os seguintes fatores:

- os maiores gastos com participações governamentais e com importações de petróleo, derivados e gás natural, em função dos maiores custos das *commodities* e da desvalorização do real frente ao dólar. As participações governamentais também foram influenciadas pelo aumento da produção em campos onde há incidência de alíquotas elevadas de participação especial;
- o aumento dos custos associados às atividades no exterior, refletindo a elevação das cotações internacionais; e
- a elevação da participação de óleo importado na carga processada e de GNL no *mix* das vendas, decorrente da menor produção.

Despesas de vendas de R\$ 16.861 milhões, R\$ 2.351 milhões superiores, devido ao aumento dos gastos logísticos em função do pagamento de tarifas para utilização dos gasodutos após a venda da NTS em abril/2017 (R\$ 1.076 milhões), das maiores perdas de crédito esperadas referentes ao setor elétrico (R\$ 82 milhões) e dos maiores gastos com terminais de regaseificação de GNL e cabotagem, em virtude da desvalorização do real frente ao dólar.

Despesas gerais e administrativas de R\$ 8.932 milhões, R\$ 382 milhões inferiores, refletindo os menores gastos com consultorias, TI e serviços administrativos prestados por terceiros, seguindo a disciplina financeira de controle de gastos.

Custos exploratórios para extração de petróleo e gás natural de R\$ 1.904 milhões, R\$ 659 milhões inferiores, decorrente de menores gastos com projetos sem viabilidade econômica (R\$ 576 milhões) e pela redução de provisão referentes a penalidades contratuais de conteúdo local (R\$ 162 milhões).

Despesas tributárias de R\$ 2.790 milhões, R\$ 3.131 milhões inferiores, em decorrência, basicamente, dos efeitos da adesão aos Programas de Regularização de Tributos Federais em 2017 (R\$ 2.841 milhões).

Perda por *impairment* de ativos de R\$ 7.689 milhões, R\$ 3.827 milhões superior, em função, principalmente, das maiores perdas nos campos de produção de óleo e gás no Brasil, refletindo a revisão de estimativas de gastos futuros com desmantelamento de áreas e o aumento da taxa de câmbio, e da venda de ativos de E&P da PAI no Golfo do México, conforme detalhado na nota explicativa 14 das Demonstrações Financeiras.

Outras despesas operacionais de R\$ 21.061 milhões, R\$ 3.091 milhões superiores às de 2017, com destaque para:

- menores ganhos líquidos com alienação e baixa de ativos no montante de R\$ 4.437 milhões, principalmente devido a:
  - ✓ ganhos apurados na venda da participação na Nova Transportadora do Sudeste (NTS) em 2017 ( R\$ 7.040 milhões);
  - ✓ despesa com ajuste do preço final de venda de 25% da participação no campo de Roncador (R\$ 801 milhões); e
  - ✓ compensados, em parte, com os ganhos pela venda das áreas de Lapa, Iara e Carcará (R\$ 3.223 milhões) no 1T-2018.

- perdas com variação negativa no valor de mercado das opções de venda contratadas para proteger o preço de parte da produção de óleo (R\$ 1.466 milhões), considerando a sua natureza de seguro e proteção frente à variação da *commodity*, (ver nota explicativa 34.1 das Demonstrações Financeiras);
- despesa com adesão ao Plano de Carreiras e Remuneração (PCR) da Petrobras (R\$ 1.156 milhões), (ver nota explicativa 22.2 das Demonstrações Financeiras);
- despesa em função de unitizações, que preveem equalizações de gastos e volumes de produção referentes aos campos de Sapinhoá, Lula, Tartaruga Verde, Berbigão e Sururu (R\$ 1.064 milhões), (ver nota explicativa 12.3 das Demonstrações Financeiras);
- menor provisão para perdas e contingências com processos judiciais (R\$ 3.058 milhões), em função de:
  - ✓ acordo para encerramento da *Class Action* em 2017 (R\$ 11.198 milhões);
  - ✓ reversão de provisão referente ao acordo extrajudicial da BR Distribuidora para quitação de débitos fiscais com o Estado do Mato Grosso (R\$ 1.372 milhões);
  - ✓ reversão de provisão devido à adesão ao programa de anistia com o Estado do Rio de Janeiro (R\$ 1.215 milhões);
  - ✓ acordos para encerramento das investigações com autoridades nos EUA (R\$ 3.536 milhões);
  - ✓ provisão referente ao acordo com a ANP sobre a unificação de campos do Parque das Baleias (3.545 milhões);
  - ✓ provisão em virtude de arbitragens nos EUA sobre contrato de prestação de serviço de perfuração vinculado ao navio-sonda Titanium Explorer (Vantage) (R\$ 2.660 milhões); e
  - ✓ despesa cambial sobre a exposição passiva em dólar da *Class Action*, refletindo a desvalorização do real frente ao dólar (R\$ 1.646 milhões).
- maior resultado positivo relacionado a desmantelamento de áreas (R\$ 1.272 milhões); e
- maior ressarcimento de recursos recuperados pela Operação Lava Jato (R\$ 987 milhões);

Resultado financeiro líquido negativo de R\$ 21.100 milhões, R\$ 10.499 milhões inferior ao de 2017, em razão de:

- redução de R\$ 11.024 milhões nas despesas financeiras líquidas, com destaque para:
  - ✓ reconhecimento de ganho em virtude dos acordos assinados em 2018 referentes aos recebíveis do setor elétrico do Sistema Eletrobras (R\$ 5.259 milhões), ver nota explicativa 8.4 das Demonstrações Financeiras;
  - ✓ encargos decorrentes da adesão aos Programas de Regularização de Tributos Federais em 2017 (R\$ 2.693 milhões);
  - ✓ redução das despesas com juros devido aos pré-pagamentos de dívidas (R\$ 1.067 milhões); e
  - ✓ receita financeira decorrente da atualização dos juros sobre recebível da conta petróleo e álcool, em virtude da decisão favorável, em trânsito em julgado, contra a União Federal (R\$ 344 milhões), ver nota explicativa 19.7.2 das Demonstrações Financeiras.
- variação monetária e cambial negativa maior em R\$ 525 milhões, ocasionada por:
  - ✓ variação cambial negativa de R\$ 587 milhões devido à apreciação de 5,3% do dólar sobre a exposição ativa média em libra, comparada à variação cambial negativa de R\$ 123 milhões decorrente da depreciação de 9,1% sobre a exposição passiva média em libra em 2017 (R\$ 464 milhões).

Resultado positivo de participação em investimentos de R\$ 1.919 milhões, R\$ 230 milhões inferior, refletindo o menor resultado em participações no setor petroquímico, basicamente Braskem.

Despesa de imposto de renda e contribuição social de R\$ 17.078 milhões, R\$ 11.281 milhões superior, em razão, principalmente, do maior resultado antes dos impostos e pela indedutibilidade fiscal dos acordos para encerramento das investigações com autoridades nos EUA, compensados, em parte, pelo benefício fiscal em virtude da distribuição de Juros sobre Capital Próprio (JCP) e pelos efeitos da adesão aos Programas de Regularização de Tributos Federais em 2017, ver nota explicativa 21.5 das Demonstrações Financeiras.

## 7. Resultado das operações do 4T-2018 x 3T-2018:

Receita de vendas de R\$ 92.720 milhões, R\$ 5.540 milhões inferior à do 3T-2018 (R\$ 98.260 milhões), refletindo:

- redução da receita no mercado interno (R\$ 6.750 milhões), principalmente por:
  - ✓ menores preços médios dos derivados (R\$ 2.791 milhões), com destaque para a gasolina (R\$ 1.643 milhões) e o diesel (R\$ 890 milhões), influenciados pelo comportamento das cotações internacionais e a apreciação do real frente ao dólar;
  - ✓ menor volume das vendas de derivados (R\$ 2.424 milhões), principalmente diesel (R\$ 2.606 milhões) por conta do consumo mais elevado nas atividades agrícolas e industriais no trimestre anterior e pela elevação das importações por parte de outros *players* no 4T-2018; e
  - ✓ menor receita com vendas de energia elétrica (R\$ 3.001 milhões), decorrente da redução do PLD e da menor geração termelétrica em função das melhores condições hidrológicas.
- aumento da receita com exportações (R\$ 2.082 milhões), refletindo principalmente o maior volume de vendas de petróleo (R\$ 3.952 milhões), devido à maior produção de petróleo e menor processamento, compensado parcialmente pela redução dos preços das *commodities* (R\$ 1.337 milhões) e pelo menor volume da exportação de derivados (R\$ 478 milhões); e
- menores receitas de vendas no exterior (R\$ 872 milhões), refletindo a redução das cotações internacionais.

Custo dos produtos vendidos de R\$ 61.217 milhões, R\$ 2.399 milhões inferior ao do 3T-2018 (R\$ 63.616 milhões), com destaque para os seguintes fatores:

- menor participação de GNL no *mix* das vendas, refletindo a maior produção de gás, devido ao término da parada programada de Mexilhão, e a menor demanda no segmento termelétrico;
- menores custos de energia elétrica por influência da redução do PLD sobre os custos de aquisição;
- realização de maiores custos com importação de petróleo e derivados e com participações governamentais, pelo efeito do giro dos estoques formados a custos mais elevados no trimestre anterior; e
- maior participação de derivados importados no *mix* das vendas, com destaque para o diesel e a gasolina.

Despesas de vendas de R\$ 2.086 milhões, R\$ 3.813 milhões inferiores, em função das reversões de perdas de crédito esperadas referentes ao setor elétrico no 4T-2018 (R\$ 2.502 milhões), devido, principalmente, à recomposição das garantias, comparada às constituições de perdas de crédito esperadas registradas no trimestre anterior (R\$ 1.890 milhões).

Despesas gerais e administrativas de R\$ 2.371 milhões, R\$ 158 milhões superiores, refletindo, principalmente, o reajuste salarial conforme acordo coletivo de trabalho celebrado no 4T-2018.

Despesas tributárias de R\$ 1.159 milhões, R\$ 368 milhões superiores, em função da adesão a programas de anistias estaduais nos Estados do Rio de Janeiro e da Bahia, compensado, em parte, pelo acordo extrajudicial da BR Distribuidora para quitação de débitos fiscais com o Estado do Mato Grosso no 3T-2018.

Perda por *impairment* de ativos de R\$ 6.307 milhões, R\$ 4.806 milhões superior, em função, principalmente, das perdas nos campos de produção de óleo e gás no Brasil, refletindo a revisão de estimativas de gastos futuros com desmantelamento de áreas e o aumento da taxa de câmbio, e da piora no cenário de preços futuros dos fretes do conjunto de navios da Transpetro, conforme detalhado na nota explicativa 14 das Demonstrações Financeiras.

Outras despesas operacionais de R\$ 7.023 milhões, R\$ 841 milhões superiores, com destaque para:

- maior provisão para perdas e contingências com processos judiciais (R\$ 1.763 milhões), em função, principalmente:
  - provisão referente ao acordo com a ANP sobre a unificação de campos do Parque das Baleias (3.545 milhões);
  - provisão em virtude de arbitragens nos EUA sobre contrato de prestação de serviço de perfuração vinculado ao navio-sonda Titanium Explorer (Vantage) (R\$ 2.660 milhões);
  - reversão de provisão referente ao acordo extrajudicial da BR Distribuidora para quitação de débitos fiscais com o Estado do Mato Grosso no 3T-2018 (R\$ 1.372 milhões);
  - acordos para encerramento das investigações com autoridades nos EUA no 3T-2018 (R\$ 3.536 milhões);
  - reversão de provisão devido à adesão ao programa de anistia com o Estado do Rio de Janeiro (R\$ 1.215 milhões); e
  - receita cambial sobre a exposição passiva em dólar da *Class Action* no 4T-2018, em virtude da valorização do real frente ao dólar, comparada à despesa cambial registrada no trimestre anterior (R\$ 703 milhões).
- menor ressarcimento de recursos recuperados pela Operação Lava Jato (R\$ 1.670 milhões);
- despesa em função de Acordos de Individualização da Produção (AIPs), que preveem equalizações de gastos e volumes de produção referentes aos campos de Sapinhoá, Lula, Tartaruga Verde, Berbigão e Sururu (R\$ 1.064 milhões), ver nota explicativa 12.3 das Demonstrações Financeiras;



- maior resultado positivo relacionado a desmantelamento de áreas (R\$ 2.367 milhões); e
- menor despesa com adesão ao Plano de Carreiras e Remuneração (PCR) da Petrobras (R\$ 1.124 milhões), ver nota explicativa 22.2 das Demonstrações Financeiras.

Resultado financeiro líquido negativo de R\$ 5.366 milhões, R\$ 475 milhões inferior, em razão de:

- Decréscimo de R\$ 1.244 milhões nas despesas financeiras líquidas, com destaque para:
  - ✓ ganho decorrente de remensuração a valor justo pela melhora na capacidade financeira das empresas Ceron, Eletroacre e Boa Vista devido às privatizações no 4T-2018, ex- subsidiárias da Eletrobras (R\$ 1.535 milhões), ver nota explicativa 8.4 das Demonstrações Financeiras;
  - ✓ reconhecimento de ganho em virtude da renegociação de dívidas do Sistema Eletrobras no 4T-2018 (R\$ 571 milhões), ver nota explicativa 8.4 das Demonstrações Financeiras;
  - ✓ menor receita financeira decorrente da atualização dos juros sobre recebível da conta petróleo e álcool, em virtude da decisão favorável, em trânsito em julgado, contra a União Federal (R\$ 326 milhões); e
  - ✓ juros devido à adesão ao programa de anistia com o Estado do Rio de Janeiro e Bahia no 4T-2018 (R\$ 254 milhões).
- Variação monetária e cambial negativa, maior em R\$ 769 milhões, ocasionada por:
  - ✓ maior apreciação do dólar sobre a exposição ativa média em libra, comparada ao trimestre anterior (R\$ 380 milhões); e
  - ✓ maior reclassificação da variação cambial negativa acumulada no patrimônio líquido para o resultado pela realização das exportações protegidas no âmbito da contabilidade de *hedge* (R\$ 282 milhões).

Resultado de participação em investimentos positivo de R\$ 123 milhões, R\$ 852 milhões inferior, em virtude, em grande parte, do menor resultado apurado no setor petroquímico, principalmente Braskem, e pela transferência para mantido para venda do investimento atrelado à Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&G), ver nota explicativa 11.3 das Demonstrações Financeiras.

Despesa de imposto de renda e contribuição social de R\$ 3.236 milhões, R\$ 2.013 milhões inferior, em razão, principalmente, do menor resultado antes dos impostos e do maior benefício fiscal decorrente dos maiores valores distribuídos de Juros sobre Capital Próprio (JCP), compensados, em parte, pela indedutibilidade fiscal dos acordos para encerramento das investigações com autoridades nos EUA no trimestre anterior.

Resultado com acionistas não controladores de R\$ 876 milhões, R\$ 616 milhões superior, refletindo, basicamente, o efeito da apreciação do real sobre o endividamento em dólar das entidades estruturadas, comparada à desvalorização no trimestre anterior, e ao maior resultado positivo apurado na BR Distribuidora.

## DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

### Demonstração do Resultado – Consolidado

	R\$ milhões				
	Exercício				
	2018	2017	4T-2018	3T-2018	4T-2017
Receita de vendas	349.836	283.695	92.720	98.260	76.512
Custo dos produtos e serviços vendidos	(225.293)	(192.100)	(61.217)	(63.616)	(51.309)
<b>Lucro bruto</b>	<b>124.543</b>	<b>91.595</b>	<b>31.503</b>	<b>34.644</b>	<b>25.203</b>
Vendas	(16.861)	(14.510)	(2.086)	(5.899)	(3.994)
Gerais e administrativas	(8.932)	(9.314)	(2.371)	(2.213)	(2.335)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(1.904)	(2.563)	(466)	(412)	(993)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(2.349)	(1.831)	(634)	(627)	(520)
Tributárias	(2.790)	(5.921)	(1.159)	(791)	(1.548)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	(7.689)	(3.862)	(6.307)	(1.501)	(3.511)
Outras receitas (despesas), líquidas	(21.061)	(17.970)	(7.023)	(6.182)	(13.716)
	(61.586)	(55.971)	(20.046)	(17.625)	(26.617)
<b>Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos</b>	<b>62.957</b>	<b>35.624</b>	<b>11.457</b>	<b>17.019</b>	<b>(1.414)</b>
Receitas financeiras	11.647	3.337	3.696	2.254	612
Despesas financeiras	(20.898)	(23.612)	(4.950)	(4.752)	(5.568)
Var. monetárias e cambiais, líquidas	(11.849)	(11.324)	(4.112)	(3.343)	(2.642)
<b>Resultado financeiro líquido</b>	<b>(21.100)</b>	<b>(31.599)</b>	<b>(5.366)</b>	<b>(5.841)</b>	<b>(7.598)</b>
Resultado de participações em investimentos	1.919	2.149	123	975	484
<b>Lucro (Prejuízo) antes dos impostos</b>	<b>43.776</b>	<b>6.174</b>	<b>6.214</b>	<b>12.153</b>	<b>(8.528)</b>
Imposto de renda e contribuição social	(17.078)	(5.797)	(3.236)	(5.249)	3.156
<b>Lucro líquido (Prejuízo)</b>	<b>26.698</b>	<b>377</b>	<b>2.978</b>	<b>6.904</b>	<b>(5.372)</b>
Atribuível aos:					
Acionistas Petrobras	25.779	(446)	2.102	6.644	(5.477)
Acionistas não controladores	919	823	876	260	105
	26.698	377	2.978	6.904	(5.372)

## Balço Patrimonial – Consolidado

ATIVO	R\$ milhões	
	31.12.2018	31.12.2017
<b>Circulante</b>	143.606	155.909
Caixa e equivalentes de caixa	53.854	74.494
Títulos e valores mobiliários	4.198	6.237
Contas a receber, líquidas	22.264	16.446
Estoques	34.822	28.081
Impostos e contribuições	7.883	8.062
Ativos classificados como mantidos para venda	7.540	17.592
Depósitos vinculados a class action	7.287	-
Outros ativos circulantes	5.758	4.997
<b>Não Circulante</b>	716.867	675.606
Realizável a L. Prazo	85.478	70.955
Contas a receber, líquidas	21.281	17.120
Títulos e valores mobiliários	205	211
Depósitos judiciais	26.003	18.465
Imposto de renda e contribuição social diferidos	10.384	11.373
Impostos e contribuições	13.717	10.171
Adiantamento a fornecedores	2.575	3.413
Outros ativos realizáveis a longo prazo	11.313	10.202
<b>Investimentos</b>	10.690	12.554
<b>Imobilizado</b>	609.829	584.357
<b>Intangível</b>	10.870	7.740
<b>Total do Ativo</b>	860.473	831.515
<b>PASSIVO</b>	<b>R\$ milhões</b>	
	31.12.2018	31.12.2017
<b>Circulante</b>	97.068	82.535
Fornecedores	24.516	19.077
Financiamentos e arrendamentos mercantis financeiros	14.296	23.244
Impostos e contribuições	14.595	16.036
Dividendos propostos	4.296	-
Salários, férias, encargos	6.426	4.331
Planos de pensão e saúde	3.137	2.791
Provisão para processos judiciais	13.493	7.463
Passivos associados a ativos mantidos para venda	3.808	1.295
Acordo para encerramento de investigações	3.034	-
Outras contas e despesas a pagar	9.467	8.298
<b>Não Circulante</b>	479.862	479.371
Financiamentos e arrendamentos mercantis financeiros	312.580	338.239
Impostos e contribuições	2.139	2.219
Imposto de renda e contribuição social diferidos	2.536	3.956
Planos de pensão e saúde	85.012	69.421
Provisão para processos judiciais	15.202	15.778
Provisão para desmantelamento de áreas	58.637	46.785
Outras contas e despesas a pagar	3.756	2.973
<b>Patrimônio Líquido</b>	283.543	269.609
Capital Social realizado	205.432	205.432
Reservas de lucros e outras	71.793	58.553
Participação dos acionistas não controladores	6.318	5.624
<b>Total do passivo</b>	860.473	831.515

## Demonstração dos Fluxos de Caixa – Consolidado

	R\$ milhões				
	Exercício		4T-2018	3T-2018	4T-2017
	2018	2017			
<b>Fluxos de caixa das atividades operacionais</b>					
<b>Lucro líquido (prejuízo) do exercício</b>	26.698	377	2.978	6.904	(5.372)
<b>Ajustes para:</b>					
Despesa atuarial de planos de pensão e saúde	7.770	8.705	1.942	1.946	2.177
Resultado de participações em investidas	(1.919)	(2.149)	(123)	(975)	(484)
Depreciação, depleção e amortização	43.646	42.478	10.926	10.700	10.445
Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	7.689	3.862	6.307	1.501	3.511
Ajuste a valor de mercado dos estoques	1.595	211	1.463	77	(5)
Perdas de crédito esperadas	324	2.271	(3.121)	1.962	238
Baixa de poços secos	317	893	58	27	178
Resultado com alienações e baixas de ativos	(1.085)	(4.825)	788	250	444
Variações cambiais, monetárias e encargos financeiros não realizados e outras	26.219	30.653	4.516	6.873	7.159
Imposto de renda e contribuição social diferidos, líquidos	2.787	1.452	1.227	398	(3.249)
Realização do ajuste acumulado de conversão e outros resultados abrangentes	-	185	-	-	-
Revisão e atualização financeira de desmantelamento de áreas	1	1.339	(1.786)	596	(482)
Ganho na remensuração de investimento retido com perda de controle	-	(698)	-	-	-
Provisão para acordo da ação coletiva consolidada (Class Action)		11.198	-	-	11.198
<b>Redução (aumento) de ativos</b>					
Contas a receber	(4.631)	(3.140)	5.013	(4.610)	(664)
Estoques	(7.206)	(1.130)	2.461	(3.141)	(2.107)
Depósitos Judiciais	(7.418)	(5.383)	(1.814)	(1.633)	(3.543)
Depósitos vinculados a Class Action	(7.238)	-	198	(3.827)	-
Outros ativos	1.604	(723)	(1.133)	(1.473)	(197)
<b>Aumento (redução) de passivos</b>					
Fornecedores	3.343	(160)	(2.634)	4.931	66
Impostos, taxas e contribuições	8.142	9.455	(1.349)	3.202	2.238
Imposto de renda e contribuição social pagos	(9.531)	(2.544)	(2.620)	(3.197)	(417)
Planos de pensão e de saúde	(3.864)	(2.944)	(1.218)	(767)	(971)
Provisão para processos judiciais	5.143	981	4.548	(1.599)	(79)
Salários, férias, encargos e participações	2.036	(2.865)	(352)	759	(953)
Outros passivos	1.424	(1.032)	(167)	3.021	436
<b>Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais</b>	95.846	86.467	26.108	21.925	19.567
<b>Fluxo de caixa das atividades de investimentos</b>					
Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis	(43.987)	(43.614)	(10.027)	(13.939)	(13.501)
Adições em investimentos	(161)	(239)	(54)	(8)	(102)
Recebimentos pela venda de ativos (Desinvestimentos)	20.218	9.907	3.335	3	449
Resgate (investimentos) em títulos e valores mobiliários (*)	2.276	(2.722)	133	(90)	202
Dividendos recebidos (**)	2.902	1.450	1.092	137	644
<b>Recursos líquidos utilizados pelas atividades de investimentos</b>	(18.752)	(35.218)	(5.521)	(13.897)	(12.308)
<b>Fluxo de caixa das atividades de financiamentos</b>					
Participação de acionistas não controladores	430	69	311	142	263
Financiamentos e operações de mútuo, líquidos:					
Captações	38.023	86.467	7.397	3.395	14.385
Amortizações de principal	(120.524)	(115.091)	(23.419)	(15.599)	(24.449)
Amortizações de juros (**)	(20.959)	(22.295)	(4.765)	(5.663)	(4.911)
Dividendos pagos a acionistas Petrobras	(2.368)	-	(1.178)	(595)	-
Dividendos pagos a acionistas não controladores	(678)	(538)	(42)	(328)	(59)
Recebimentos pela venda de participações, sem perda de controle	-	4.906	-	-	4.906
<b>Recursos líquidos utilizados pelas atividades de financiamentos</b>	(106.076)	(46.482)	(21.696)	(18.648)	(9.865)
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	8.342	619	(1.840)	1.887	2.669
<b>Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no período</b>	(20.640)	5.386	(2.949)	(8.733)	63
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	74.494	69.108	56.803	65.536	74.431
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	53.854	74.494	53.854	56.803	74.494

## INFORMAÇÕES CONTÁBEIS POR SEGMENTO DE NEGÓCIO

### Demonstração Consolidada do Resultado por Segmento de Negócio – 2018

	R\$ milhões							CONSOLI -DADO
	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
<b>Receita de vendas</b>	191.546	269.138	45.028	929	102.013	-	(258.818)	349.836
Intersegmentos	182.983	61.145	12.516	877	1.297	-	(258.818)	-
Terceiros	8.563	207.993	32.512	52	100.716	-	-	349.836
Custo dos produtos e serviços vendidos	(105.599)	(245.936)	(33.288)	(872)	(95.910)	-	256.312	(225.293)
<b>Lucro bruto</b>	85.947	23.202	11.740	57	6.103	-	(2.506)	124.543
<b>Despesas</b>	(19.463)	(12.677)	(8.989)	(13)	(3.396)	(16.911)	(137)	(61.586)
Vendas	(291)	(6.496)	(6.870)	(7)	(3.193)	95	(99)	(16.861)
Gerais e administrativas	(934)	(1.365)	(551)	(69)	(826)	(5.185)	(2)	(8.932)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(1.904)	-	-	-	-	-	-	(1.904)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(1.622)	(42)	(75)	-	(4)	(606)	-	(2.349)
Tributárias	(411)	(768)	(241)	(17)	(267)	(1.086)	-	(2.790)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	(5.348)	(1.687)	(723)	69	-	-	-	(7.689)
Outras receitas (despesas), líquidas	(8.953)	(2.319)	(529)	11	894	(10.129)	(36)	(21.061)
<b>Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos</b>	66.484	10.525	2.751	44	2.707	(16.911)	(2.643)	62.957
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	(21.100)	-	(21.100)
Resultado de participações em investimentos	297	1.299	355	(26)	(8)	2	-	1.919
<b>Lucro (prejuízo) antes dos impostos</b>	66.781	11.824	3.106	18	2.699	(38.009)	(2.643)	43.776
Imposto de renda e contribuição social	(22.604)	(3.578)	(935)	(15)	(921)	10.077	898	(17.078)
<b>Lucro líquido (prejuízo)</b>	44.177	8.246	2.171	3	1.778	(27.932)	(1.745)	26.698
Atribuível aos:								
Acionistas da Petrobras	44.196	8.405	1.709	3	1.290	(28.079)	(1.745)	25.779
Acionistas não controladores	(19)	(159)	462	-	488	147	-	919
	44.177	8.246	2.171	3	1.778	(27.932)	(1.745)	26.698

### Demonstração Consolidada do Resultado por Segmento de Negócio – 2017

	R\$ milhões							CONSOLI -DADO
	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
<b>Receita de vendas</b>	134.737	214.067	39.549	682	88.050	-	(193.390)	283.695
Intersegmentos	130.195	51.549	9.672	644	1.330	-	(193.390)	-
Terceiros	4.542	162.518	29.877	38	86.720	-	-	283.695
Custo dos produtos e serviços vendidos	(89.222)	(184.469)	(28.118)	(706)	(81.451)	-	191.866	(192.100)
<b>Lucro bruto</b>	45.515	29.598	11.431	(24)	6.599	-	(1.524)	91.595
<b>Despesas</b>	(11.969)	(11.548)	(2.158)	(72)	(4.047)	(26.408)	231	(55.971)
Vendas	(397)	(5.526)	(5.745)	(6)	(3.180)	86	258	(14.510)
Gerais e administrativas	(1.049)	(1.461)	(529)	(72)	(874)	(5.328)	(1)	(9.314)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(2.563)	-	-	-	-	-	-	(2.563)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(1.066)	(40)	(83)	-	(2)	(640)	-	(1.831)
Tributárias	(1.633)	(651)	(827)	(21)	(132)	(2.657)	-	(5.921)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	142	(2.297)	(1.684)	(23)	-	-	-	(3.862)
Outras receitas (despesas), líquidas	(5.403)	(1.573)	6.710	50	141	(17.869)	(26)	(17.970)
<b>Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos</b>	33.546	18.050	9.273	(96)	2.552	(26.408)	(1.293)	35.624
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	(31.599)	-	(31.599)
Resultado de participações em investimentos	440	1.411	374	(85)	8	1	-	2.149
<b>Lucro (prejuízo) antes dos impostos</b>	33.986	19.461	9.647	(181)	2.560	(58.006)	(1.293)	6.174
Imposto de renda e contribuição social	(11.406)	(6.137)	(3.154)	33	(867)	15.294	440	(5.797)
<b>Lucro líquido (prejuízo)</b>	22.580	13.324	6.493	(148)	1.693	(42.712)	(853)	377
Atribuível aos:								
Acionistas da Petrobras	22.453	13.510	6.113	(148)	1.663	(43.184)	(853)	(446)
Acionistas não controladores	127	(186)	380	-	30	472	-	823
	22.580	13.324	6.493	(148)	1.693	(42.712)	(853)	377

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

	R\$ milhões							
	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
<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)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	(3.866)	(1.861)	(649)	69	-	-	-	(6.307)
Outras receitas (despesas), líquidas	(6.493)	(676)	127	4	(144)	167	(8)	(7.023)
<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 Consolidada do Resultado por Segmento de Negócio – 3T- 2018

	R\$ milhões							
	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
<b>Receita de vendas</b>	51.813	76.289	13.518	236	27.611	-	(71.207)	98.260
Intersegmentos	49.305	18.277	3.081	223	321	-	(71.207)	-
Terceiros	2.508	58.012	10.437	13	27.290	-	-	98.260
Custo dos produtos e serviços vendidos	(28.159)	(68.601)	(11.270)	(220)	(26.030)	-	70.664	(63.616)
<b>Lucro bruto</b>	23.654	7.688	2.248	16	1.581	-	(543)	34.644
<b>Despesas</b>	(5.357)	(3.099)	(3.589)	(24)	(64)	(5.460)	(32)	(17.625)
Vendas	(86)	(1.672)	(3.312)	(2)	(815)	13	(25)	(5.899)
Gerais e administrativas	(210)	(337)	(168)	(19)	(204)	(1.276)	1	(2.213)
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(412)	-	-	-	-	-	-	(412)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(434)	(11)	(30)	-	(2)	(150)	-	(627)
Tributárias	(147)	(103)	(33)	(4)	(205)	(299)	-	(791)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	(1.483)	(9)	(9)	-	-	-	-	(1.501)
Outras receitas (despesas), líquidas	(2.585)	(967)	(37)	1	1.162	(3.748)	(8)	(6.182)
<b>Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos</b>	18.297	4.589	(1.341)	(8)	1.517	(5.460)	(575)	17.019
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	(5.841)	-	(5.841)
Resultado de participações em investimentos	253	537	179	19	(8)	(5)	-	975
<b>Lucro (prejuízo) antes dos impostos</b>	18.550	5.126	(1.162)	11	1.509	(11.306)	(575)	12.153
Imposto de renda e contribuição social	(6.220)	(1.561)	456	3	(516)	2.394	195	(5.249)
<b>Lucro líquido (prejuízo)</b>	12.330	3.565	(706)	14	993	(8.912)	(380)	6.904
Atribuível aos:								
Acionistas da Petrobras	12.334	3.410	(808)	14	712	(8.638)	(380)	6.644
Acionistas não controladores	(4)	155	102	-	281	(274)	-	260
	12.330	3.565	(706)	14	993	(8.912)	(380)	6.904

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

	R\$ milhões							CONSOLI -DADO
	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
(Perdas)/Ganhos c/Processos Judiciais, Administrativos e Arbitrais	(6.230)	(343)	(484)	(4)	990	(1.368)	-	(7.439)
Plano de Pensão e Saúde (Inativos)	-	-	-	-	-	(5.405)	-	(5.405)
Paradas não Programadas e Gastos Pré-Operacionais	(4.179)	(100)	(458)	-	-	(9)	-	(4.746)
Acordo com Autoridades Americanas	-	-	-	-	-	(3.536)	-	(3.536)
Participação nos Lucros ou Resultados	(611)	(398)	(76)	(3)	(82)	(494)	-	(1.664)
Resultado com Derivativos Commodities	-	-	-	-	-	(1.371)	-	(1.371)
Plano de carreiras e remuneração	(523)	(179)	(42)	-	-	(412)	-	(1.156)
Provisão para Programa de Remuneração Variável	(538)	(241)	-	-	(90)	(230)	-	(1.099)
Equalização de Gastos - AIP	(1.064)	-	-	-	-	-	-	(1.064)
Relações Institucionais e Projetos Culturais	(3)	(8)	-	-	(179)	(636)	-	(826)
Despesas Operacionais c/Termelétricas	-	-	(392)	-	-	-	-	(392)
Gastos com Segurança, Meio Ambiente e Saúde	(119)	(44)	(5)	-	(2)	(102)	-	(272)
PCE/Perdas sobre Outros Recebíveis	(1)	(51)	25	-	-	(192)	-	(219)
Contratos de Ship / Take or Pay e multas aplicadas	12	186	237	-	38	6	-	479
Subvenções e Assistências Governamentais	15	18	269	11	-	617	-	930
Resultado com Alienações e Baixas de Ativos (*)	1.271	(345)	(80)	-	14	226	-	1.086
Gastos/Ressarcimentos com Operações em Parcerias de E&P	1.227	-	-	-	-	-	-	1.227
Ressarcimento de Gastos Referentes à Operação Lava Jato	38	-	-	-	-	1.763	-	1.801
Resultado Relacionado a Desmantelamento de Áreas	2.365	-	-	-	-	-	-	2.365
Outras	(613)	(814)	477	7	205	1.014	(36)	240
	(8.953)	(2.319)	(529)	11	894	(10.129)	(36)	(21.061)

## Demonstração do grupo de Outras Receitas (Despesas) – 2017

	R\$ milhões							CONSOLI -DADO
	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
Provisão para Acordo de Ação Coletiva Consolidada (Class Action)	-	-	-	-	-	(11.198)	-	(11.198)
(Perdas)/Ganhos c/Processos Judiciais, Administrativos e Arbitrais	(1.384)	(498)	(509)	(1)	(119)	(324)	-	(2.835)
Plano de Pensão e Saúde (Inativos)	-	-	-	-	-	(6.116)	-	(6.116)
Paradas não Programadas e Gastos Pré-Operacionais	(4.637)	(127)	(332)	-	-	(4)	-	(5.100)
Acordo com Autoridades Americanas	-	-	-	-	-	-	-	-
Participação nos Lucros ou Resultados	(169)	(133)	(21)	(1)	(26)	(137)	-	(487)
Resultado com Derivativos Commodities	-	-	-	-	-	-	-	-
Plano de Carreiras e Remuneração	-	-	-	-	-	-	-	-
Provisão para Programa de Remuneração Variável	-	-	-	-	-	-	-	-
Equalização de Gastos - AIP	-	-	-	-	-	-	-	-
Relações Institucionais e Projetos Culturais	(2)	(7)	-	-	(167)	(652)	-	(828)
Despesas Operacionais c/Termelétricas	-	-	(214)	-	-	-	-	(214)
Gastos com Segurança, Meio Ambiente e Saúde	(48)	(33)	(9)	-	(1)	(133)	-	(224)
PCE/Perdas sobre Outros Recebíveis	(1.120)	(86)	(7)	(3)	-	(166)	-	(1.382)
Contratos de Ship / Take or Pay e multas aplicadas	3	213	1.494	-	27	-	-	1.737
Subvenções e Assistências Governamentais	17	26	237	12	-	-	-	292
Resultado com Alienações e Baixas de Ativos (*)	(549)	(688)	6.273	9	(9)	(211)	-	4.825
Gastos/Ressarcimentos com Operações em Parcerias de E&P	1.189	-	-	-	-	-	-	1.189
Ressarcimentos de Gastos Referentes à Operação Lava Jato	-	-	-	-	5	809	-	814
Realização de Ajustes Acumulados de Conversão - CTA	-	-	-	-	-	(116)	-	(116)
Ganhos / Perdas na Remensuração - Participações Societárias	-	-	698	-	-	-	-	698
Resultado Relacionado a Desmantelamento de Áreas	1.093	-	-	-	-	-	-	1.093
Outras	204	(240)	(900)	34	431	379	(26)	(118)
	(5.403)	(1.573)	6.710	50	141	(17.869)	(26)	(17.970)

\* Em 2018, inclui basicamente o resultado com desinvestimentos. Em 2017, inclui basicamente áreas devolvidas, projetos cancelados e o ganho no desinvestimento da NTS.

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

	R\$ milhões							CONSOLI -DADO
	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
(Perdas)/Ganhos c/Processos Judiciais, Administrativos e Arbitrais	(5.755)	18	7	-	(53)	868	-	(4.915)
Plano de Pensão e Saúde (Inativos)	-	-	-	-	-	(1.351)	-	(1.351)
Paradas não Programadas e Gastos Pré-Operacionais	(1.234)	(31)	(144)	-	-	(2)	-	(1.411)
Acordo com Autoridades Americanas	-	-	-	-	-	-	-	-
Participação nos Lucros ou Resultados	(17)	(31)	(12)	-	(15)	(17)	-	(92)
Resultado com Derivativos Commodities	-	-	-	-	-	758	-	758
Plano de carreiras e remuneração	23	26	(1)	-	-	(64)	-	(16)
Provisão para programa de remuneração variável	(538)	(241)	-	-	(90)	(230)	-	(1.099)
Equalização de gastos - AIP	(1.064)	-	-	-	-	-	-	(1.064)
Relações Institucionais e Projetos Culturais	(1)	(3)	-	-	(85)	(247)	-	(336)
Despesas Operacionais c/Termelétricas	-	-	(147)	-	-	-	-	(147)
Gastos com Segurança, Meio Ambiente e Saúde	(48)	(10)	(2)	-	(1)	(29)	-	(90)
PCE/Perdas sobre Outros Recebíveis	(12)	247	-	1	-	(355)	-	(119)
Contratos de Ship / Take or Pay e multas aplicadas	2	84	145	-	12	-	-	243
Subvenções e Assistências Governamentais	3	6	91	2	-	617	-	719
Resultado com Alienações e Baixas de Ativos (*)	(563)	(184)	(9)	-	(12)	(19)	-	(787)
Gastos/Ressarcimentos com Operações em Parcerias de E&P	418	-	-	-	-	-	-	418
Ressarcimento de Gastos Referentes à Operação Lava Jato	38	(1)	-	-	-	28	-	65
Resultado Relacionado a Desmantelamento de Áreas	2.365	-	-	-	-	-	-	2.365
Outras	(110)	(556)	199	1	100	210	(8)	(164)
	(6.493)	(676)	127	4	(144)	167	(8)	(7.023)

## Demonstração do grupo de Outras Receitas (Despesas) – 3T- 2018

	R\$ milhões							CONSOLI -DADO
	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
(Perdas)/Ganhos c/Processos Judiciais, Administrativos e Arbitrais	(218)	(130)	(64)	(3)	1.210	(411)	-	384
Plano de Pensão e Saúde (Inativos)	-	-	-	-	-	(1.352)	-	(1.352)
Paradas não Programadas e Gastos Pré-Operacionais	(1.412)	(26)	(122)	-	-	(3)	-	(1.563)
Acordo com Autoridades Americanas	-	-	-	-	-	(3.536)	-	(3.536)
Participação nos Lucros ou Resultados	(124)	(142)	(25)	(3)	(67)	(111)	-	(472)
Resultado com Derivativos Commodities	-	-	-	-	-	(172)	-	(172)
Plano de carreiras e remuneração	(546)	(205)	(41)	-	-	(348)	-	(1.140)
Provisão para programa de remuneração variável	-	-	-	-	-	-	-	-
Equalização de gastos - AIP	-	-	-	-	-	-	-	-
Relações Institucionais e Projetos Culturais	(1)	(1)	-	-	(55)	(148)	-	(205)
Despesas Operacionais c/Termelétricas	-	-	(73)	-	-	-	-	(73)
Gastos com Segurança, Meio Ambiente e Saúde	(15)	(7)	(1)	-	-	(23)	-	(46)
PCE/Perdas sobre Outros Recebíveis	3	(242)	(1)	(1)	-	221	-	(20)
Contratos de Ship / Take or Pay e multas aplicadas	2	72	71	-	12	1	-	158
Subvenções e Assistências Governamentais	4	5	58	3	-	-	-	70
Resultado com Alienações e Baixas de Ativos (*)	(210)	(160)	(61)	-	16	165	-	(250)
Gastos/Ressarcimentos com Operações em Parcerias de E&P	342	-	-	-	-	-	-	342
Ressarcimento de Gastos Referentes à Operação Lava Jato	-	1	-	-	-	1.734	-	1.735
Resultado Relacionado a Desmantelamento de Áreas	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras	(410)	(132)	222	5	46	235	(8)	(42)
	(2.585)	(967)	(37)	1	1.162	(3.748)	(8)	(6.182)



## Ativo Consolidado por Segmento de Negócio – 31.12.2018

	R\$ milhões							
	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLI-DADO
<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

## Ativo Consolidado por Segmento de Negócio – 31.12.2017

	R\$ milhões							
	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLI-DADO
<b>Ativo</b>	478.400	168.927	61.383	626	20.246	121.554	(19.621)	831.515
<b>Circulante</b>	25.056	41.912	5.992	213	9.795	90.878	(17.937)	155.909
<b>Não circulante</b>	453.344	127.015	55.391	413	10.451	30.676	(1.684)	675.606
Realizável a longo prazo	25.206	11.014	7.924	12	3.553	24.772	(1.526)	70.955
Investimentos	4.727	4.937	2.747	108	16	19	-	12.554
Imobilizado	418.421	110.488	43.767	293	6.158	5.388	(158)	584.357
Em operação	302.308	96.652	34.999	280	5.300	4.320	(158)	443.701
Em construção	116.113	13.836	8.768	13	858	1.068	-	140.656
Intangível	4.990	576	953	-	724	497	-	7.740

## Reconciliação do EBITDA ajustado por Segmento de Negócio – 2018

	R\$ milhões							
	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLI -DADO
Lucro líquido (prejuízo)	44.177	8.246	2.171	3	1.778	(27.932)	(1.745)	26.698
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	21.100	-	21.100
Imposto de renda/Contribuição social	22.604	3.578	935	15	921	(10.077)	(898)	17.078
Depreciação, depleção e amortização	32.645	7.774	2.276	18	449	484	-	43.646
<b>EBITDA</b>	<b>99.426</b>	<b>19.598</b>	<b>5.382</b>	<b>36</b>	<b>3.148</b>	<b>(16.425)</b>	<b>(2.643)</b>	<b>108.522</b>
Resultado de participações em investimentos	(297)	(1.299)	(355)	26	8	(2)	-	(1.919)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	5.348	1.687	723	(69)	-	-	-	7.689
Realização de ajustes acumulados de conversão - CTA	-	-	-	-	-	-	-	-
Efeito de variação cambial sobre contingências relevantes em moeda estrangeira	-	-	-	-	-	1.646	-	1.646
Resultado com alienações e baixas de ativos**	(1.271)	345	80	-	(14)	(226)	-	(1.086)
<b>EBITDA ajustado*</b>	<b>103.206</b>	<b>20.331</b>	<b>5.830</b>	<b>(7)</b>	<b>3.142</b>	<b>(15.007)</b>	<b>(2.643)</b>	<b>114.852</b>

## Reconciliação do EBITDA ajustado por Segmento de Negócio – 2017

	R\$ milhões							
	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLI -DADO
Lucro líquido (prejuízo)	22.580	13.324	6.493	(148)	1.693	(42.712)	(853)	377
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	31.599	-	31.599
Imposto de renda/Contribuição social	11.406	6.137	3.154	(33)	867	(15.294)	(440)	5.797
Depreciação, depleção e amortização	31.349	7.557	2.499	12	504	557	-	42.478
<b>EBITDA</b>	<b>65.335</b>	<b>27.018</b>	<b>12.146</b>	<b>(169)</b>	<b>3.064</b>	<b>(25.850)</b>	<b>(1.293)</b>	<b>80.251</b>
Resultado de participações em investimentos	(440)	(1.411)	(374)	85	(8)	(1)	-	(2.149)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	(142)	2.297	1.684	23	-	-	-	3.862
Realização de ajustes acumulados de conversão - CTA	-	-	-	-	-	116	-	116
Efeito de variação cambial sobre contingências relevantes em moeda estrangeira	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado com alienações e baixas de ativos**	549	688	(6.971)	(9)	9	211	-	(5.523)
<b>EBITDA ajustado*</b>	<b>65.302</b>	<b>28.592</b>	<b>6.485</b>	<b>(70)</b>	<b>3.065</b>	<b>(25.524)</b>	<b>(1.293)</b>	<b>76.557</b>

## Reconciliação do EBITDA ajustado por Segmento de Negócio – 4T-2018

	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
Efeito de variação cambial sobre contingências relevantes em moeda estrangeira	-	-	-	-	-	(316)	-	(316)
Resultado com alienações 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>

## Reconciliação do EBITDA ajustado por Segmento de Negócio – 3T-2018

	R\$ milhões							
	E&P	RTC	GÁS & ENERGIA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLI -DADO
Lucro líquido (prejuízo)	12.330	3.565	(706)	14	993	(8.912)	(380)	6.904
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	5.841	-	5.841
Imposto de renda/Contribuição social	6.220	1.561	(456)	(3)	516	(2.394)	(195)	5.249
Depreciação, depleção e amortização	7.947	1.932	597	3	106	115	-	10.700
<b>EBITDA</b>	<b>26.497</b>	<b>7.058</b>	<b>(565)</b>	<b>14</b>	<b>1.615</b>	<b>(5.350)</b>	<b>(575)</b>	<b>28.694</b>
Resultado de participações em investimentos	(253)	(537)	(179)	(19)	8	5	-	(975)
Reversão/Perdas no valor de recuperação de ativos - Impairment	1.483	9	9	-	-	-	-	1.501
Efeito de variação cambial sobre contingências relevantes em moeda estrangeira	-	-	-	-	-	386	-	386
Resultado com alienações e baixas de ativos**	210	160	61	-	(16)	(165)	-	250
<b>EBITDA ajustado*</b>	<b>27.937</b>	<b>6.690</b>	<b>(674)</b>	<b>(5)</b>	<b>1.607</b>	<b>(5.124)</b>	<b>(575)</b>	<b>29.856</b>

\* Vide definição de EBITDA ajustado no Glossário.

\*\* Inclui as contas de resultado com alienações 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 diária 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 alienação 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, 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 a de outras empresas, 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 alienação 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.

**Indicadores Operacionais** – Indicadores utilizados para gestão dos negócios. Não são revisados pelo auditor independente.

**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 Abastecimento.

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

**QAV** – Querosene 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 dezembro de 2018, a apresentação de informações segmentadas reflete a estrutura de avaliação da Alta Administração em relação aos desempenhos e alocação de recursos dos negócios.