

INFORME AL MERCADO FINANCIERO

RESULTADOS CONSOLIDADOS DEL ENE-SEP/2018

Estados financieros consolidados revisados por los auditores independientes de conformidad con las normas internacionales de contabilidad (IFRS).

Rio de Janeiro, 6 de Noviembre del 2018

Resultado

Petrobras presentó una ganancia neta de R\$ 23.677 millones en los 9M-2018, mejor resultado desde el 2011 y un crecimiento del 371% comparado a los 9M-2017, con destaque para:

- Mayores márgenes en las ventas de derivados en Brasil y en las exportaciones, ambas impulsadas por el aumento del Brent y la depreciación del real
- Aumento en las ventas de diésel con expansión del *market-share*
- Menores gastos generales y administrativos, siguiendo la disciplina de control de gastos
- Reducción de los gastos con intereses debido al descenso del endeudamiento.

En septiembre se firmaron acuerdos con DOJ y SEC para cerrar las investigaciones de las autoridades norteamericanas en relación a la compañía, por valor de R\$ 3,5 mil millones, reduciendo los riesgos para la compañía. Excluyendo esos acuerdos, así como los efectos de la *Class Action*, el beneficio neto sería de R\$ 10.269 millones en el trimestre y R\$ 28.012 millones en el acumulado del año.

El EBITDA ajustado fue de R\$ 85.691 millones, el 35% superior a los 9M-2017, debido al incremento de los márgenes de ventas de derivados en Brasil y de las exportaciones, alcanzando el margen del 33%.

El Flujo de Caja Libre* permaneció positivo por el décimo cuarto trimestre consecutivo, alcanzando R\$ 37.481 millones en los 9M-2018, incluso el nivel del año anterior, debido al aumento de la generación operacional, a pesar de los pagos relacionados al acuerdo de la *Class Action*, y de las mayores inversiones.

En cuanto a la ganancia acumulada, la reducción de las incertidumbres con los acuerdos de la *Class Action* y con el DOJ / SEC y la meta de apalancamiento financiero, se aprobó mayor anticipación de Intereses sobre el Capital Propio, en el valor de R\$ 0,10 por acción, igualmente para preferenciales y ordinarias, añadiendo R\$ 1.304,4 millones. Con esto, las anticipaciones totalizan R\$ 2.608,8 millones.

Métricas Principales

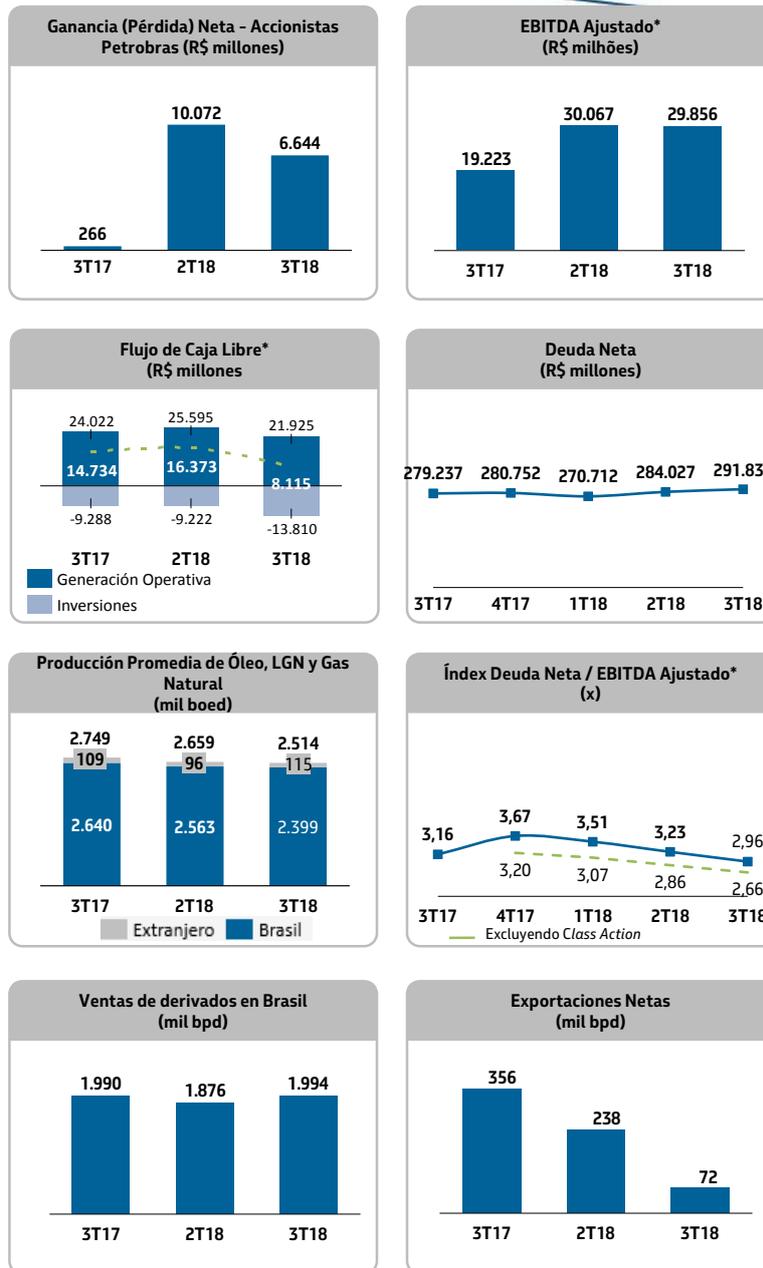
TAR: Después de una reducción significativa desde 2015, la TAR (tasa de accidentes registrados por millón de hombres-hora) se mantuvo en 1,06, mismo nivel del trimestre anterior. La compañía trabaja para la mejora continua de la cultura y las condiciones de seguridad y adopta el límite de alerta de 1,0.

Apalancamiento Financiero: El endeudamiento bruto alcanzó los US\$ 88.115 millones y el neto, US\$ 72.888 millones, con una reducción del 19% y 14% en relación a diciembre de 2017, respectivamente. La gestión activa de la deuda permitió el alargamiento del plazo promedio para 9 años, con tasa media de las financiaciones del 6,2%. El índice deuda neta sobre LTM EBITDA ajustado* se redujo a 2,96 en septiembre de 2018, comparado con 3,67 en 2017. Excluyendo el acuerdo de la *Class Action*, este índice sería de 2,66, en trayectoria convergente a la meta de 2,5.

Otros destaques

- Iniciada la producción por medio de los FPSOs *Cidade Campos dos Goytacazes* en el campo de *Tartaruga Verde*, P-74 en el campo de *Búzios* y P-69 en el campo de *Lula* (en Octubre)
- Adquirido el bloque Suroeste de *Tartaruga Verde*, en la quinta ronda de reparto promovida por la ANP
- Celebradas alianzas con Equinor para negocios en el segmento de energía eólica *offshore* en Brasil, con Total en el segmento de energías renovables y con la CNPC en el proyecto del *Comperj* y *cluster* de *Marlim* y con Murphy para actuar en el Golfo de México
- La compañía mantuvo su posición de exportadora neta, con saldo de 272 mil bpd en los 9M-2018
- Recibido el monto de R\$ 1,6 mil millones referente a la 2ª fase del programa de subvención del diésel
- Adoptado mecanismo de *hedge* complementario para la gasolina, permitiendo mayor espaciado en los reajustes
- Resarcido a la compañía R\$ 1,7 mil millones de recursos recuperados por la operación Lava Jato
- Firmado Pacto Integridad para mejorar las medidas de transparencia y prevención de la corrupción
- Adoptado nuevo Plan de Carreras y Remuneración, valorizando la movilidad y la meritocracia
- Retomada la operación de Replan con el 50% de su capacidad, después de siniestro sin ocurrencia de accidentados.

* Véase las definiciones del Flujo de Caja Libre, EBITDA Ajustado, LTM EBITDA Ajustado, Margen EBITDA Ajustado y Endeudamiento neto en el Glosario y sus respectivas reconciliaciones en las secciones de Liquidez y Recursos de Capital, Reconciliación del EBITDA Ajustado, Reconciliación del LTM EBITDA Ajustado y Endeudamiento Neto. 1



www.petrobras.com.br/inversores

Para mayores informaciones:
 PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS
 Relaciones con inversores
 E-mail: petroinvest@petrobras.com.br / acionistas@petrobras.com.br
 Av. República do Chile, 65 – 1002 – 20031-912 – Rio de Janeiro, RJ
 Tel: 55 (21) 3324- 1510 / 9947 | 0800-282-1540

B³: PETR3, PETR4
 NYSE: PBR, PBRA
 BCBA: APBR, APBRA
 LATIBEX: XPBR, XPBRA

Este documento puede contener pronósticos según el significado de la Sección 27A de la Ley de Valores Mobiliarios de 1933, conforme fuera modificada (Ley de Valores Mobiliarios), y Sección 21E de la ley de Negociación de Valores Mobiliarios de 1934, conforme fuera modificada (Ley de Negociación) que reflejan solo expectativas de los administradores de la Compañía. Los términos "anticipa", "cree", "espera", "prevé", "pretende", "planifica",

"proyecta", "objetiva", "deberá", así como otros términos similares, tienen como finalidad identificar dichos pronósticos, los cuales, evidentemente, involucran riesgos o incertidumbres previstos o no por la Compañía. Por lo tanto, los resultados futuros de las operaciones de la Compañía pueden diferir de las actuales expectativas, y el lector no debe basarse exclusivamente en la información aquí contenida.

* Véase las definiciones del Flujo de Caja Libre, EBITDA Ajustado, LTM EBITDA Ajustado y Endeudamiento neto en el Glosario y sus respectivas reconciliaciones en las secciones de Liquidez y Recursos de Capital, Reconciliación del EBITDA Ajustado, Reconciliación del LTM EBITDA Ajustado y Endeudamiento Neto.

Tabla 01 - Principales ítems e indicadores económicos consolidados

	R\$ millones						
	Período Ene - Sep			3T-2018	2T-2018	3T18 X 2T18 (%)	3T-2017
	2018	2017	2018 x 2017 (%)				
Ingresos de ventas	257.116	207.183	24	98.260	84.395	16	71.822
Ganancia bruta	93.040	66.392	40	34.644	31.623	10	21.237
Gastos operativos	(41.540)	(29.354)	(42)	(17.625)	(14.957)	(18)	(13.459)
Ganancia (pérdida) operativa	51.500	37.038	39	17.019	16.666	2	7.778
Resultado financiero neto	(15.734)	(24.001)	34	(5.841)	(2.647)	(121)	(7.411)
Ganancia (pérdida) neta consolidada atribuible a los accionistas de Petrobras	23.677	5.031	371	6.644	10.072	(34)	266
Ganancia (pérdida) básica y diluida por acción	1,82	0,39	371	0,51	0,77	(34)	0,02
Valor de mercado (Controlante)	298.477	203.376	47	298.477	240.831	24	203.376
EBITDA ajustado*	85.691	63.571	35	29.856	30.067	(1)	19.223
Margen EBITDA ajustado*	33	31	2	30	36	(6)	27
Margen bruto* (%)	36	32	4	35	37	(2)	30
Margen operativo* (%)	20	18	2	17	20	(3)	11
Margen neto* (%)	9	2	7	7	12	(5)	-
Inversiones totales*	36.699	33.429	10	15.441	11.310	37	10.434
Exploración & Producción	32.243	26.848	20	13.552	9.739	39	8.545
Abastecimiento	2.675	2.989	(11)	1.155	931	24	1.124
Gas y Energía	1.027	3.028	(66)	434	381	14	578
Distribución	324	229	41	129	111	16	81
Biocombustible	59	49	20	29	11	164	17
Corporativo	371	286	30	142	137	4	89
Dólar promedio de venta (R\$/US\$)	3,60	3,18	13	3,95	3,61	9	3,16
Dólar final de venta (R\$/US\$)	4,00	3,17	26	4,00	3,86	4	3,17
Variación - Dólar final de venta (%)	26,4	(2,4)	29	3,8	16,0	(12)	(4,2)
Precios de los derivados básicos - Mercado Interno (R\$/bbl)	295,27	220,09	34	330,33	292,33	13	213,41
Petróleo Brent (R\$/bbl)	261,00	164,58	59	298,22	268,28	11	164,71
Petróleo Brent (US\$/bbl)	72,13	51,90	39	75,27	74,35	1	52,08
Precio de venta - Brasil							
Petróleo (US\$/bbl)	66,64	48,75	37	70,14	67,78	3	48,30
Gas natural (US\$/bbl)	40,84	37,49	9	42,30	40,08	6	37,28
Precio de venta - Internacional							
Petróleo (US\$/bbl)	65,41	44,81	46	68,72	65,87	4	44,32
Gas natural (US\$/bbl)	24,70	20,47	21	22,73	26,40	(14)	21,90
Volumen total de ventas (Mbb/d)							
Diésel	773	726	6	884	766	15	754
Gasolina	459	528	(13)	433	475	(9)	512
Oleo combustible	46	58	(21)	54	35	54	68
Nafta	97	141	(31)	102	91	12	133
GLP	232	237	(2)	241	238	1	249
QAV	107	100	7	111	104	7	102
Otros	166	169	(2)	169	167	1	172
Total de derivados	1.880	1.959	(4)	1.994	1.876	6	1.990
Alcoholes, nitrogenados renovables y otros	68	109	(38)	77	65	18	115
Gas Natural	352	353	-	367	349	5	389
Total mercado interno	2.300	2.421	(5)	2.438	2.290	6	2.494
Exportación de petróleo, derivados y otros	596	713	(16)	512	591	(13)	699
Ventas internacionales	238	241	(1)	231	215	7	244
Total mercado internacional	834	954	(13)	743	806	(8)	943
Total general	3.134	3.375	(7)	3.181	3.096	3	3.437

* Véase la definición del EBITDA Ajustado, Inversiones Totales, Margen EBITDA Ajustado, Margen Bruta, Margen Operativa y Margen Neta y reconciliación en la sección del EBITDA Ajustado.

Resultados de los 9M-2018 x 9M-2017*:

La ganancia operativa aumentó el 39%, totalizando R\$ 51.500 millones, reflejando los mayores márgenes de derivados en el mercado de Brasil y de las exportaciones, acompañando el aumento de la cotización del *Brent* y depreciación del real. A pesar del mayor volumen de ventas de diésel, hubo caída en el volumen total de las ventas de derivados en el mercado de Brasil en las exportaciones, aumento de los gastos de ventas, reducción de los gastos generales y administrativos y mayores gastos con participaciones gubernamentales.

La ganancia neta fue de R\$ 23.677 millones con un crecimiento del 371%, reflejando la mayor ganancia operativa, la mejora del resultado financiero debido a los menores gastos con interés y al aumento con la renegociación de deudas del *Sistema Eletrobras*.

El EBITDA Ajustado alcanzó R\$ 85.691 millones, un aumento del 35%, como resultado del aumento del margen de ventas de derivados en el mercado doméstico y de las exportaciones. El Flujo de Caja Libre permaneció estable con el valor de R\$ 37.481 millones debido al aumento de la generación operacional, a pesar de los pagos relacionados con el acuerdo de la *Class Action*, y de las mayores inversiones.

Excluyendo los acuerdos con DOJ / SEC, así como los efectos del acuerdo de *Class Action*, la ganancia neta sería de R\$ 28.012 millones, el EBITDA Ajustado de R\$ 89.227 millones y la generación operativa de R\$ 77.744 mil millones.

Resultados del 3T-2018 x 2T-2018**:

El aumento del 2% en la ganancia operativa, que alcanzó R\$ 17.019 millones, refleja los mayores márgenes de derivados en el mercado interno, en función de los mayores precios de realización, y el aumento de la demanda de diésel con ganancias de *market-share*. Por otro lado, la menor producción de petróleo acarreo en la caída de las exportaciones de petróleo y el aumento del volumen de ventas en el mercado de Brasil, asociado a la menor carga procesada, contribuyeron al aumento de los gastos con importaciones, principalmente diésel. Estos mismos factores explican el EBITDA Ajustado, que totalizó R\$ 29.856 millones.

Hubo, ainda, impacto de los acuerdos firmados con DOJ y SEC en el valor de R\$ 3,5 mil millones para cerrar las investigaciones de las autoridades norteamericanas en relación a la compañía y resarcimiento de R\$ 1, 7 mil millones de recursos recuperados por la operación *Lava Jato*.

En septiembre la compañía pasó a adoptar un mecanismo de *hedge* complementaria para la gasolina, que permitió mayor espaciamiento en los reajustes de precios, garantizando el mismo efecto financiero de los ajustes diarios.

En octubre fue rechazado proyecto de ley que restablecía condiciones de garantías por Eletrobras, aumentando los riesgos y resultando en el reconocimiento de pérdidas de crédito esperadas de R\$ 1.890 millones.

La ganancia neta totalizó R\$ 6.644 millones, una reducción del 34% frente al 2T-2018, debido al mayor gasto financiero neto y aumento del gasto con impuesto a la renta.

El Flujo de Caja Libre de R\$ 8.115 millones fue 50% inferior al 2T-2018, reflejando la menor generación operativa de caja en función del pago de la segunda parte del acuerdo de la *Class Action*, aliado al aumento de la realización de las inversiones en el período.

Excluyendo los acuerdos con DOJ / SEC, así como los efectos del acuerdo de *Class Action*, el beneficio neto sería de R\$ 10.269 millones, el EBITDA Ajustado de R\$ 33.392 millones y la generación operativa de R\$ 26.271 millones.

* Informaciones adicionales sobre el resultado de las operaciones del Ene-Sep/2018 x Ene-Sep/2017, véase ítem 6.

** Informaciones adicionales sobre el resultado de las operaciones del 3T-2018 x 2T-2018, véase ítem 7.

Tabla 02 - Principales Indicadores de Exploración & Producción

	R\$ millones						
	Período Ene - Sep			3T-2018	2T-2018	3T18 X 2T18 (%)	3T-2017
	2018	2017	2018 x 2017 (%)				
Ingresos de ventas	140.771	97.583	44	51.813	48.250	7	32.528
Brasil	137.479	95.488	44	50.306	47.294	6	31.890
En el extranjero	3.292	2.095	57	1.507	956	58	638
Ganancia bruta	61.109	32.302	89	23.654	20.835	14	10.033
Brasil	59.431	31.597	88	22.813	20.415	12	9.803
En el extranjero	1.678	705	138	841	420	100	230
Gastos operativos	(7.804)	(8.950)	13	(5.357)	(3.297)	(62)	(3.702)
Brasil	(5.339)	(7.582)	30	(3.168)	(3.188)	1	(3.377)
En el extranjero	(2.465)	(1.368)	(80)	(2.189)	(109)	(1908)	(325)
Ganancia (pérdida) operativa	53.305	23.352	128	18.297	17.538	4	6.331
Brasil	54.092	24.015	125	19.645	17.227	14	6.426
En el extranjero	(787)	(663)	(19)	(1.348)	311	(533)	(95)
Ganancia (pérdida)- Accionistas de Petrobras	35.462	15.625	127	12.334	11.592	6	4.254
Brasil	35.701	15.808	126	12.966	11.366	14	4.210
En el extranjero	(239)	(183)	(31)	(632)	226	(380)	44
EBITDA ajustado del segmento*	77.452	47.435	63	27.937	26.856	4	14.591
Brasil	75.720	47.209	60	27.372	26.211	4	14.399
En el extranjero	1.732	226	666	565	645	(12)	192
Margen del EBITDA del segmento (%)*	55	49	6	54	56	(2)	45
Inversiones del segmento	32.243	26.848	20	13.552	9.739	39	8.545
Petróleo Brent medio (R\$/bbl)	261,00	164,58	59	298,22	268,28	11	164,71
Petróleo Brent medio (US\$/bbl)	72,13	51,90	39	75,27	74,35	1	52,08
Precio de venta - Brasil							
Petróleo (US\$/bbl)	66,64	48,75	37	70,14	67,78	3	48,30
Precio de venta - En el extranjero							
Petróleo (US\$/bbl)	65,41	44,81	46	68,72	65,87	4	44,32
Gas natural (US\$/bbl)	24,70	20,47	21	22,73	26,40	(14)	21,90
Producción Petróleo y LGN (mil barriles/día)	2.094	2.223	(6)	2.014	2.122	(5)	2.197
Brasil	2.028	2.158	(6)	1.937	2.063	(6)	2.134
En el extranjero	45	42	7	56	38	47	41
Producción en el extranjero no consolidada	21	23	(9)	21	21	-	22
Producción Gas natural (mil barriles/día)	523	553	(5)	500	537	(7)	552
Brasil	486	502	(3)	462	500	(8)	506
En el extranjero	37	51	(27)	38	37	3	46
Producción total	2.617	2.776	(6)	2.514	2.659	(5)	2.749
Lifting cost - Brasil (US\$/barril)							
sin participación gubernamental	11,12	11,26	(1)	11,17	10,68	5	11,74
con participación gubernamental	24,59	19,96	23	25,84	24,43	6	20,79
Lifting cost - Brasil (R\$/barril)							
sin participación gubernamental	39,77	35,49	12	43,48	38,94	12	36,73
con participación gubernamental	89,72	62,97	42	100,99	92,68	9	64,86
Lifting cost - En el extranjero sin participación gubernamental (US\$/barril)	5,33	5,06	5	5,22	5,87	(11)	4,95
Participaciones Gubernamentales - Brasil	29.824	17.605	69	10.943	10.914	-	6.002
Royalties	13.265	8.919	49	4.900	4.658	5	2.950
Participación Especial	16.421	8.547	92	5.995	6.211	(3)	3.007
Retención de área	138	139	(1)	48	45	7	45
Participaciones Gubernamentales - En el extranjero	58	59	(2)	22	19	16	13

* Véase las definiciones del EBITDA Ajustado y Margen EBITDA Ajustado y reconciliación en la sección de Reconciliación del EBITDA Ajustado por área de negocio.

RESULTADO POR ÁREA DE NEGOCIO

EXPLORACIÓN & PRODUCCIÓN

9M-2018 x 9M-2017

3T-2018 x 2T-2018

Resultado

El crecimiento de la ganancia bruta refleja el aumento de las cotizaciones del *Brent* y la depreciación del real, parcialmente compensado por la reducción de la producción.

El aumento de la ganancia operativa se debe, además del crecimiento de la ganancia bruta, al resultado con la cesión de derechos de las áreas de *Lapa, Iara* y *Carcará*, y la provisión para pérdidas con cuentas incobrables ocurrida en 2017 referentes al buque-sonda *Vitória 10.000*.

El crecimiento de la ganancia bruta refleja la desvalorización del real y del aumento de las cotizaciones del *Brent*, además de la reducción de la depreciación, parcialmente compensado por menor producción.

El aumento de la ganancia operativa se debe al crecimiento de la ganancia bruta, en parte compensada por mayores gastos con *impairment*.

Desempeño operativo

Producción

La producción de petróleo, LGN y gas natural disminuyó debido, principalmente, a las desinversiones realizadas en los campos de *Lapa* y *Roncador*, al término del SPA en el Campo de *Itapú*, en la *Bacia de Santos*, y al declive natural de la producción que fueron parcialmente compensados por la entrada en producción del FPSO *Cidade de Campos dos Goytacazes*, en el Campo de *Tartaruga Verde*, y de la P-74, en el Campo de *Búzios*.

La producción de petróleo, LGN y gas natural redujo, principalmente, debido a un mayor volumen de pérdidas debido a paradas para mantenimiento y la cesión del 25% de la participación del Campo de *Roncador*, eventos que fueron parcialmente compensados por la entrada en producción del FPSO *Cidade de Campos dos Goytacazes* en el Campo de *Tartaruga Verde*.

Lifting Cost

El indicador en dólares redujo debido a menores gastos con intervenciones en pozos, además de apreciación del dólar estadounidense sobre los gastos en reales. Este efecto fue parcialmente compensado por la reducción de la producción.

Adicionalmente, hubo mayores gastos con participaciones gubernamentales como consecuencia del aumento de las cotizaciones internacionales de petróleo.

El indicador en dólares aumentó debido a la reducción de la producción, además de los mayores gastos con intervenciones en pozos. Este efecto fue parcialmente compensado por la apreciación del dólar estadounidense sobre los gastos en reales.

Adicionalmente, hubo mayores gastos con participaciones gubernamentales.

Tabla 03 - Principales Indicadores del Abastecimiento

	R\$ millones						
	Período Ene - Sep			3T-2018	2T-2018	3T18 X 2T18 (%)	3T-2017
	2018	2017	2018 x 2017 (%)				
Ingresos de ventas	197.049	157.846	25	76.289	65.431	17	52.616
Brasil (incluye operaciones de trading en el extranjero)	204.306	161.569	26	79.113	67.793	17	53.924
En el extranjero	8.477	4.340	95	3.121	2.998	4	1.500
Eliminaciones	(15.734)	(8.063)	(95)	(5.945)	(5.360)	(11)	(2.808)
Ganancia bruta	23.045	20.298	14	7.688	9.185	(16)	6.281
Brasil	22.819	20.324	12	7.601	9.016	(16)	6.207
En el extranjero	226	(26)	969	87	169	(49)	74
Gastos operativos	(7.420)	(6.821)	(9)	(3.099)	(1.953)	(59)	(2.702)
Brasil	(7.366)	(6.704)	(10)	(3.087)	(1.936)	(59)	(2.673)
En el extranjero	(54)	(117)	54	(12)	(17)	29	(29)
Ganancia (pérdida) operativa	15.625	13.477	16	4.589	7.232	(37)	3.579
Brasil	15.453	13.621	13	4.514	7.080	(36)	3.535
En el extranjero	172	(144)	219	75	152	(51)	44
Ganancia (pérdida) - Accionistas de Petrobras	11.725	10.173	15	3.410	5.259	(35)	2.643
Brasil	11.612	10.268	13	3.361	5.159	(35)	2.614
En el extranjero	113	(95)	219	49	100	(51)	29
EBITDA ajustado del segmento*	21.393	19.807	8	6.690	8.843	(24)	5.854
Brasil	21.064	19.808	6	6.558	8.640	(24)	5.760
En el extranjero	329	(1)	33000	132	203	(35)	94
Margen del EBITDA del segmento (%)*	11	13	(2)	9	14	(5)	11
Inversiones del segmento	2.675	2.989	(10)	1.155	931	24	1.124
Precio derivados básicos - Mercado interno (R\$/bbl)	295,27	220,09	34	330,33	292,33	13	213,41
Importaciones (mil barriles/día)	324	323	-	439	353	24	336
Importación del petróleo	157	123	28	207	180	15	136
Importación del diésel	47	15	213	91	50	82	34
Importación de gasolina	9	11	(18)	17	7	143	13
Importación de otros derivados	111	174	(36)	124	116	7	153
Exportaciones (mil barriles/día)	596	708	(16)	511	591	(14)	692
Exportación del petróleo	415	550	(25)	322	429	(25)	554
Exportación de derivados	181	158	15	189	162	17	138
Exportaciones (importaciones), netas	272	385	(29)	72	238	(70)	356
Indicadores Operativos - Brasil (mil barriles/día)							
Producción de derivados	1.773	1.802	(2)	1.801	1.841	(2)	1.797
Carga de referencia	2.176	2.176	-	2.176	2.176	-	2.176
Factor de utilización de la refinación (%)	77	77	-	78	81	(3)	78
Carga fresca procesada (sin LGN)	1.672	1.686	(1)	1.693	1.752	(3)	1.687
Carga procesada	1.726	1.734	-	1.743	1.810	(4)	1.733
Participación del petróleo nacional en la carga procesada (%)	92	94	(2)	88	93	(5)	93
Indicadores Operativos del Refino - En el extranjero (mil barriles/día)							
Carga total procesada	109	86	27	108	110	(2)	91
Producción de derivados	107	87	23	109	110	(1)	90
Carga de referencia	100	100	-	100	100	-	100
Factor de utilización de la refinación (%)	101	82	19	100	103	(3)	87
Costo de la refinación - Brasil							
Costo de la refinación (US\$/barril)	2,52	2,95	(15)	2,27	2,36	(4)	2,95
Costo de la refinación (R\$/barril)	9,01	9,35	(4)	8,95	8,57	4	9,30
Costo de la refinación - En el extranjero (US\$/barril)	4,55	4,63	(2)	4,64	4,46	4	4,83
Volumen de Ventas (incluye ventas para BR Distribuidora y terceros)							
Diésel	714	661	8	843	709	19	672
Gasolina	401	460	(13)	387	419	(8)	450
Oleo combustible	47	63	(25)	58	35	66	76
Nafta	97	141	(31)	102	91	12	133
GLP	232	238	(2)	242	238	2	251
Combustible de aviación	122	113	8	126	118	7	116
Otros	182	185	(2)	183	181	1	188
Total de derivados mercado interno (mil barriles/día)	1.795	1.861	(4)	1.941	1.791	8	1.886

* Véase las definiciones del EBITDA Ajustado y Margen EBITDA Ajustado en el Glosario y reconciliación en la sección de Reconciliación del EBITDA Ajustado por área de negocio.

ABASTECIMIENTO

9M-2018 x 9M-2017

3T-2018 x 2T-2018

Resultado

El aumento de la ganancia operativa resultó del mayor margen de comercialización de derivados debido a la realización de inventarios formados a precios más bajos y del mayor volumen de ventas de diésel con expansión del *market-share*, a pesar de la disminución del volumen total de ventas en el mercado de Brasil.

La reducción de la ganancia operativa se debe al menor margen de comercialización de derivados debido a realización de inventarios formados a precios mayores, de mayores gastos con ventas y de gastos en función del siniestro en la refinería REPLAN.

Desempeño operativo

Balanza comercial

Hubo reducción en la exportación neta de petróleo debido a la menor producción.

El aumento de la exportación neta de derivados se debe a la pérdida de participación de mercado de la gasolina para el etanol y reducción en las ventas de nafta a Braskem.

La compañía mantuvo su posición de exportadora neta, con saldo de 272 mil bpd.

La exportación neta de petróleo disminuyó debido, principalmente, a la menor producción.

La reducción en el saldo neto de exportación de derivados fue consecuencia del aumento de las importaciones, principalmente de diésel, debido al aumento del *market-share* y de la demanda.

La compañía mantuvo su posición de exportadora neta, con saldo de 72 mil bpd.

Indicadores operativos del refino

La carga procesada en las refinerías se mantuvo en el nivel del mismo período de 2017.

La carga procesada en las refinerías fue inferior, principalmente debido al siniestro ocurrido en REPLAN.

Costo de Refinación

La reducción del indicador ocurrió debido a implementación de medidas de optimización de gastos, principalmente, con personal.

El indicador aumentó debido a la reducción de la carga procesada.

Tabla 04 - Principales Indicadores del Gas y Energía

	R\$ millones						
	Período Ene - Sep			3T-2018	2T-2018	3T18 X 2T18 (%)	3T-2017
	2018	2017	2018 x 2017 (%)				
Ingresos de ventas	33.114	28.093	18	13.518	10.398	30	11.122
Brasil	32.935	27.990	18	13.416	10.347	30	11.069
En el extranjero	179	103	74	102	51	100	53
Ganancia bruta	8.369	7.869	6	2.248	2.756	(18)	2.885
Brasil	8.338	7.854	6	2.220	2.757	(19)	2.873
En el extranjero	31	15	107	28	(1)	2900	12
Gastos operativos	(8.307)	1.646	(605)	(3.589)	(2.144)	(67)	(1.915)
Brasil	(8.275)	1.690	(590)	(3.578)	(2.133)	(68)	(1.906)
En el extranjero	(32)	(44)	27	(11)	(11)	-	(9)
Ganancia (pérdida) operativa	62	9.515	(99)	(1.341)	612	(319)	970
Brasil	63	9.544	(99)	(1.357)	623	(318)	967
En el extranjero	(1)	(29)	97	16	(11)	245	3
Ganancia (pérdida) - Accionistas de Petrobras	(56)	6.289	(101)	(808)	271	(398)	665
Brasil	(57)	6.231	(101)	(853)	298	(386)	629
En el extranjero	1	58	(98)	45	(27)	267	36
EBITDA ajustado del segmento*	1.939	4.728	(59)	(674)	1.297	(152)	1589
Brasil	1.937	4.733	(59)	(690)	1.307	(153)	1.584
En el extranjero	2	(5)	-	16	(10)	260	5
Margen del EBITDA del segmento (%)*	6	17	(11)	(5)	12	(17)	14
Inversiones del segmento	1.027	3.028	(66)	434	381	14	578
Indicadores físicos y financieros - Brasil							
Ventas de electricidad (ACL) - MW promedio	843	792	6	754	873	(14)	819
Ventas de electricidad (ACR) - MW promedio	2.788	3.058	(9)	2.788	2.788	-	3.058
Generación de electricidad - MW promedio	2.533	2.930	(14)	3.371	2.248	50	4.068
Precio de liquidación de las diferencias (PLD) - R\$/MWh	324	293	11	495	288	72	435
Disponibilidad de gas natural brasileño (mil barriles/día)	302	335	(10)	265	318	(17)	336
Importaciones de gas natural licuado (mil barriles/día)	54	28	93	117	29	303	50
Importaciones de gas natural (mil barriles/día)**	145	147	(1)	152	144	6	170

* Véase las definiciones del EBITDA Ajustado, Margen EBITDA Ajustado, Margen Bruta, Margen Operativa y Margen Neta y reconciliación en la sección del EBITDA Ajustado.

** Considera el GNL importado regasificado en el período del análisis, a partir del RMF 2T-2018. Hasta el RMF 1T-2018 consideraba la importación de GNL, independiente de su regasificación dentro del período analizado.

GAS Y ENERGÍA

9M-2018 x 9M-2017

3T-2018 x 2T-2018

Resultado

Los mayores márgenes de gas contribuyeron a la mejora de la ganancia bruta. Sin embargo, el beneficio operativo presentó reducción en función de mayores gastos de ventas con el pago de tarifas para uso de gasoductos de la malla sudeste, pérdidas de crédito esperadas (PCE) relativas al suministro de gas natural para el segmento termoeléctrico en la Región Norte, además de la ganancia con la venta de la NTS en el 2T-2017.

Hubo una pérdida operativa debido a mayores gastos con importaciones de GNL, debido a la menor disponibilidad de gas nacional, además de mayores pérdidas con crédito esperadas referentes al sector eléctrico. Este efecto fue parcialmente compensado por mayores volúmenes y precios de ventas de gas natural.

Desempeño operativo**Indicadores físicos y financieros**

Hubo aumento de importaciones de GNL en función de menor disponibilidad de gas nacional (reflejando la parada en la plataforma de *Mexilhão*).

El mayor volumen de ventas en el Ambiente de Contratación Libre (ACL) se debió a las oportunidades de nuevas ventas en el mercado a corto plazo. La reducción del volumen en el ambiente de contratación regulada (ACR) se debió al término de contratos.

El aumento del PLD refleja la menor afluencia al inicio del período seco y de los depósitos que comenzaron el año en niveles inferiores a 2017. A pesar de ello, la generación de energía fue inferior al año anterior en función de los mayores costos de gas natural importado.

Hubo mayor importación de gas natural boliviano y de GNL en función de una mayor demanda de los segmentos termoeléctricos y no termoeléctricos (recuperación de la actividad industrial y demanda por cogeneración) y menor disponibilidad de gas nacional (reflejando la parada en la plataforma de *Mexilhão*).

La reducción de las ventas en el ACL es consecuencia de la menor demanda en contratos con terceros. El escenario hidrológico desfavorable que permaneció a lo largo del período seco acarrió en el aumento del PLD y consecuente aumento de la generación.

Tabla 05 - Principales Indicadores de Distribución

	R\$ millones						
	Período Ene - Sep			3T-2018	2T-2018	3T18 X 2T18 (%)	3T-2017
	2018	2017	2018 x 2017 (%)				
Ingresos de ventas	75.701	63.914	18	27.611	24.674	12	22.675
Brasil	71.728	60.701	18	26.166	23.321	12	21.603
En el extranjero	3.973	3.213	24	1.445	1.353	7	1.072
Ganancia bruta	4.525	4.737	(4)	1.581	1.373	15	1.868
Brasil	4.244	4.461	(5)	1.486	1.278	16	1.771
En el extranjero	281	276	2	95	95	-	97
Gastos operativos	(2.197)	(2.902)	24	(64)	(1.104)	94	(950)
Brasil	(2.013)	(2.757)	27	(6)	(1.038)	99	(890)
En el extranjero	(184)	(145)	(27)	(58)	(66)	12	(60)
Ganancia (pérdida) operativa	2.328	1.835	27	1.517	269	464	918
Brasil	2.232	1.704	31	1.481	240	517	880
En el extranjero	96	131	(27)	36	29	24	38
Ganancia (pérdida) - Accionistas de Petrobras	1.105	1.211	(9)	712	122	484	607
Brasil	1.049	1.125	(7)	696	102	582	583
En el extranjero	56	86	(35)	16	20	(20)	24
EBITDA ajustado del segmento*	2.645	2.184	21	1.607	378	325	1.046
Brasil	2.521	2.040	24	1.568	337	365	997
En el extranjero	124	144	(14)	39	41	(5)	49
Margen del EBITDA del segmento (%)*	3	3	-	6	2	5	5
Inversiones del segmento	324	229	41	129	111	16	81
Volumen de ventas - Brasil (mil barriles/día)							
Diésel	301	298	1	323	292	10	314
Gasolina	162	188	(15)	151	165	(8)	185
Oleo combustible	37	49	(26)	47	25	93	64
Combustible de aviación	53	51	5	54	51	6	52
Otros	78	85	(8)	79	79	-	82
Total de derivados mercado interno	631	672	(6)	654	613	7	697

DISTRIBUCIÓN

9M-2018 x 9M-2017
3T-2018 x 2T-2018

Resultado

La disminución de la ganancia bruta refleja la reducción del volumen vendido. La ganancia operativa presentó aumento debido, principalmente, a reversión de provisión con pérdidas de procesos judiciales derivada del Termo de Acuerdo Extrajudicial (TAE) firmado con la provincia de Mato Grosso.

El aumento de la ganancia operativa deriva del aumento en los volúmenes vendidos asociado al aumento en los márgenes medios de comercialización, con destaque para los mayores márgenes de óleo combustible, y a la reversión de la provisión con pérdidas de procesos judiciales derivada del Termo de Acuerdo Extrajudicial firmado con la provincia de Mato Grosso.

* Véase las definiciones del EBITDA Ajustado y Margen EBITDA Ajustado en el Glosario y reconciliación en la sección de Reconciliación del EBITDA Ajustado por área de negocio.

Liquidez y Recursos de Capital

Tabla 06 - Liquidez y Recursos de Capital

	R\$ millones				
	Período Ene - Sep		3T-2018	2T-2018	3T-2017
	2018	2017			
Disponibilidades ajustadas* al inicio del período	80.731	71.664	69.596	70.267	81.287
Títulos públicos federales y time deposits con vencimientos superiores a 3 meses al inicio del período	(6.237)	(2.556)	(4.060)	(3.905)	(3.317)
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del período	74.494	69.108	65.536	66.362	77.970
Efectivo neto generado en las actividades operativas	69.738	66.900	21.925	25.595	24.022
Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión	(13.231)	(22.910)	(13.897)	28	(11.599)
Inversiones en segmentos de negocio	(32.257)	(29.444)	(13.810)	(9.222)	(9.288)
Ingresos por la venta de activos (desinversiones)	16.883	9.458	3	9.378	3
Inversiones en valores mobiliarios	2.143	(2.924)	(90)	(128)	(2.314)
(=) Flujo de efectivo las actividades operativas y de inversión	56.507	43.990	8.028	25.623	12.423
Financiamientos y préstamos, netos	(82.673)	(35.944)	(17.867)	(34.199)	(12.457)
Captaciones	30.626	72.082	3.395	7.973	28.094
Amortizaciones	(113.299)	(108.026)	(21.262)	(42.172)	(40.551)
Dividendos pagados a los accionistas no controlantes	(1.826)	(479)	(923)	(903)	(69)
Participación de accionistas no controlantes	119	(194)	142	(144)	(52)
Efecto de las diferencias de cambio sobre efectivo y equivalentes al efectivo	10.182	(2.050)	1.887	8.797	(3.384)
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	56.803	74.431	56.803	65.536	74.431
Títulos públicos federales y time deposits con vencimientos superiores a 3 meses al final del período	4.164	5.744	4.164	4.060	5.744
Disponibilidades ajustadas* al final del período	60.967	80.175	60.967	69.596	80.175
Reconciliación del Flujo de Caja Libre					
Efectivo neto generado en las actividades operativas	69.738	66.900	21.925	25.595	24.022
Inversiones en segmentos de negocio	(32.257)	(29.444)	(13.810)	(9.222)	(9.288)
Flujo de Caja Libre*	37.481	37.456	8.115	16.373	14.734

A 30 de septiembre de 2018, el saldo de caja y equivalentes de caja era de R\$ 56.803 millones y las disponibilidades ajustadas totalizaron R\$ 60.967 millones, observando la metodología para establecer un nivel de caja mínimo y el acceso a líneas de crédito comprometidas. Los recursos proporcionados por una generación operativa de caja de R\$ 69.738 millones, captaciones de R\$ 30.626 millones y recibos por la venta de activos de R\$ 16.883 millones fueron destinados al prepago de deudas, al pago de interés y principal debidos en el período y financiación de las inversiones en las áreas de negocio. Se destaca la realización de las desinversiones abajo del planeado, afectada por los procesos suspendidos por decisiones judiciales.

La generación operativa de efectivo fue de R\$ 69.738 millones, el 4% superior a los 9M-2017, debido al aumento de los márgenes de exportación de petróleo y de la venta de derivados en el mercado de Brasil, compensados, parcialmente, por los menores volúmenes de las ventas y por el pago de dos parcelas del acuerdo para el cierre de la *Class Action*. Las inversiones en los negocios de la compañía fueron de R\$ 32.257 millones en los 9M-2018, un aumento del 10% con relación al mismo período del año anterior, siendo el 89% de las inversiones destinadas al área de explotación y producción. Estos mismos factores resultaron en Flujo de Caja Libre* positivo por el décimo cuarto trimestre consecutivo, de R\$ 8.115 millones en el 3T-2018 y R\$ 37.481 millones en los 9M-2018, permaneciendo estable.

De enero a septiembre de 2018, la compañía elevó R\$ 30.626 millones, destacándose: (i) oferta de bonos en el mercado de capitales internacional (Global Notes) con vencimientos en 2029, por valor de R\$ 6.359 millones (US\$ 1.962 millones) (ii) captaciones en el mercado bancario brasileño e internacional, con vencimientos de aproximadamente 6,19 años en promedio, por el valor total de R\$ 19.105 millones; y (iii) captación de R\$ 3.774 millones en financiamientos con agencias de crédito a la exportación.

Adicionalmente, la compañía liquidó diversos préstamos y financiamientos, destacándose: (i) la recompra y/o rescate anticipado de R\$ 45.342 millones (US\$ 12.816 millones) de títulos en el mercado de capitales internacional, con el pago de premio neto a los tenedores de los títulos que entregaron sus papeles en la operación en el valor de R\$ 925 millones; (ii) el prepago de R\$ 41.764 millones de préstamos en el mercado bancario brasileño e internacional; y (iii) prepago de R\$ 2.385 millones de financiamientos junto al BNDES.

Las amortizaciones de principal e interés en los 9M-2018 fueron, respectivamente, de R\$ 97.105 millones y R\$ 16.194 millones y sumaron R\$ 113.299 millones, y el flujo nominal (visión caja) del capital principal e interés de las financiamientos, por vencimiento, es presentado en R\$ millones, a continuación:

Tabla 07 - Flujo nominal del capital principal e intereses de las financiamientos

Vencimiento	Consolidado							
	2018	2019	2020	2021	2022	2023 adelante	30.09.2018	31.12.2017
Principal	2.938	10.231	21.912	31.230	47.240	242.251	355.802	365.632
Interés	5.540	20.380	19.682	18.348	16.373	130.802	211.125	200.887
Total	8.478	30.611	41.594	49.578	63.613	373.053	566.927	566.519

* Véase reconciliación de Disponibilidades Ajustadas en el Endeudamiento Neto y definición de Disponibilidades Ajustadas y Flujo de Caja Libre en el glosario.

Endeudamiento consolidado

Entre enero y septiembre de 2018, el endeudamiento bruto en reales retrocedió el 2%, principalmente en consecuencia de la amortización de las deudas, el endeudamiento neto subió un 4% debido a la depreciación del real frente al dólar estadounidense y el plazo promedio de vencimiento de la deuda quedó en 9,05 años (8,62 años al 31 de diciembre de 2017). La tasa promedio de financiaciones aumentó del 6,1% en diciembre de 2017 al 6,2% en septiembre de 2018.

Los endeudamientos de corto y largo plazo incluyen Arrendamientos Mercantiles Financieros en la suma de R\$ 89 millones y de R\$ 664 millones, respectivamente (R\$ 84 millones y R\$ 675 millones en el 31 de diciembre del 2017).

El índice deuda neta sobre LTM EBITDA Ajustado* redujo del 3,67 en el 2017, para el 2,96 en septiembre de 2018, debido, principalmente, a los ingresos de desinversiones y el flujo de caja libre positivo.

Tabla 08 - Endeudamiento consolidado en reales

	R\$ millones		
	30.09.2018	31.12.2017	Δ%
Endeudamiento corto plazo	16.235	23.244	(30)
Endeudamiento largo plazo	336.566	338.239	-
Total	352.801	361.483	(2)
Efectivo y equivalentes al efectivo	56.803	74.494	(24)
Títulos públicos federales y time deposits (vencimiento superior a 3 meses)	4.164	6.237	(33)
Disponibilidades ajustadas*	60.967	80.731	(24)
Endeudamiento neto*	291.834	280.752	4
Endeudamiento neto/(endeudamiento neto + patrimonio neto) - Apalancamiento	50%	51%	(1)
Pasivo total neto*	805.789	750.784	7
(Capital de terceros neto / pasivo total neto)	63%	64%	(1)
Índice de endeudamiento neto/EBITDA ajustado*	2,96	3,67	(19)
Índice de cobertura de interés (% a.a.)	6,2	6,1	1
Índice de endeudamiento neto/FCO*	3,27	3,25	1

Tabla 09 - Endeudamiento consolidado en dólares

	U.S.\$ millones		
	30.09.2018	31.12.2017	Δ%
Endividamento curto prazo	4.055	7.026	(42)
Endividamento longo prazo	84.060	102.249	(18)
Total	88.115	109.275	(19)
Endividamento líquido*	72.888	84.871	(14)
Prazo médio da dívida (anos)	9,05	8,62	0,43

Tabla 10 - Endeudamiento por tipo, moneda y vencimiento

	R\$ millones		
	30.09.2018	31.12.2017	Δ%
Informaciones resumidas sobre financiaciones			
Por tipo			
Referenciado al tipo variable	177.405	176.943	-
Indexado a tipo fijo	174.643	183.781	(5)
Total	352.048	360.724	(2)
Por moneda			
Reales	67.321	71.129	(5)
Dólares Estadunidenses	260.998	263.614	(1)
Euro	14.217	17.773	(20)
Otras monedas	9.512	8.208	16
Total	352.048	360.724	(2)
Por vencimiento			
2018	7.947	23.160	(66)
2019	10.642	21.423	(50)
2020	21.379	31.896	(33)
2021	30.707	42.168	(27)
2022	46.918	59.594	(21)
2023 y adelante	234.455	182.483	28
Total	352.048	360.724	(2)

* Véase las definiciones de Disponibilidades Ajustadas, Endeudamiento neto, Pasivo Total Neto, FCO y Apalancamiento en el Glosario y reconciliación en las secciones de Reconciliación del EBITDA Ajustado y FCO.

INFORMACIONES ADICIONALES

1. Reconciliación del EBITDA Ajustado y Flujo de Caja Operativo

El EBITDA es un indicador calculado como siendo la ganancia neta del periodo más los tributos a las ganancias, resultado financiero neto, depreciación y amortización. La compañía divulga el EBITDA según el permitido en la Instrucción CVM n° 527 de octubre del 2012.

Para reflejar la visión de los administradores cuanto a la formación del resultado de las actividades corrientes de la compañía, el EBITDA también é presentado ajustado (EBITDA Ajustado) por: resultado de la participación en inversiones, *impairment*, resultados con desinversiones y baja de activos y efectos de los ajustes por diferencia de conversión (CTA) reclasificados para resultado.

En el cálculo del EBITDA Ajustado la Compañía agregó en el EBITDA, para los períodos de 2018, las ganancias y pérdidas por diferencia de conversión resultantes de las provisiones para procesos judiciales en moneda extranjera. Las provisiones de los procesos judiciales en monedas extranjeras consisten principalmente en la parte de Petrobras del acuerdo de la *Class Action*, finalizado en diciembre de 2017. Las ganancias o pérdidas por diferencia de conversión sobre las provisiones de los procesos judiciales se presentan en Otros Ingresos y Gastos para fines contables, pero la Administración no los considera como parte de las actividades corrientes de la Compañía, así como son similares a los efectos de diferencia de conversión presentados en el Resultado Financiero neto. No se realizaron ajustes en los periodos comparativos presentados, pues los valores no fueron significativos.

El EBITDA Ajustado, cuando reflejando el sumatorio de los últimos 12 meses (*Last Twelve Months*) del EBITDA Ajustado, también representa una mensuración alternativa de la generación operativa de caja de la compañía. Esta medida se utiliza para el cálculo de la métrica Deuda Neta sobre LTM EBITDA Ajustado, establecida en el Plano de Negocios y Gestión (PNG 2018-2022), ayudando la valuación de lo apalancamiento y liquidez de la compañía.

El EBITDA, EBITDA Ajustado y el LTM EBITDA Ajustado no están previstos en el normativo internacional de contabilidad – IFRS y no deben servir como base de comparación con los divulgados por otras compañías, así como no deben ser considerados como un sustituto a cualquier otra medida calculada de acuerdo con el IFRS. Estas medidas deben ser consideradas en conjunto con otras medidas e indicadores de performance para una mejor comprensión sobre el desempeño y condiciones financieras de la compañía.

Tabla 11 – Reconciliación del EBITDA Ajustado

	R\$ millones						
	Período Ene - Sep			3T-2018	2T-2018	3T18 X 2T18 (%)	3T-2017
	2018	2017	2018 x 2017 (%)				
Ganancia (pérdida) neta	23.720	5.749	313	6.904	9.691	(29)	650
Resultado financiero neto	15.734	24.001	(34)	5.841	2.647	121	7.411
Impuestos a las ganancias	13.842	8.953	55	5.249	4.638	13	155
Depreciación, agotamiento y amortización	32.720	32.033	2	10.700	10.963	(2)	10.885
EBITDA	86.016	70.736	22	28.694	27.939	3	19.101
Resultado de participaciones en inversiones	(1.796)	(1.665)	(8)	(975)	(310)	(215)	(438)
Reversión/Pérdida por deterioro del valor de los activos - impairment	1.382	351	294	1.501	(177)	948	144
Realización de diferencias de conversión (CTA)	-	116	(100)	-	-	-	-
Resultado con enajenación/baja de activos	(1.873)	(5.967)	69	250	1.138	(78)	416
Efecto de variación cambiaria sobre contingencias relevantes en moneda extranjera	1.962	-	-	386	1.477	(74)	-
EBITDA ajustado	85.691	63.571	35	29.856	30.067	(1)	19.223
Impuestos a las Ganancias y Contribución Social	(13.842)	(8.953)	(55)	(5.249)	(4.638)	(13)	(155)
Pérdidas com cuentas incobrables	3.445	2.033	69	1.962	1.040	89	575
Variación de cuentas por receber	(9.644)	(2.476)	(289)	(4.610)	(6.844)	33	(2.859)
Variación de Inventarios	(9.667)	977	(1.089)	(3.141)	(5.384)	42	154
Variación proveedores	5.977	(226)	2.745	4.931	2.403	105	2.155
Variación de impuestos a la ganancia y contribución social diferidos	1.560	4.701	(67)	398	531	(25)	(698)
Variación de impuestos, tasas y contribuciones	2.580	5.090	(49)	5	2.111	(100)	1.812
Variación en otros activos y pasivos	3.638	2.183	67	(2.227)	6.309	(135)	3.815
Recursos generados por las actividades operativas (FCO)	69.738	66.900	4	21.925	25.595	(14)	24.022
Margen del EBITDA ajustado (%)	33	31	2	30	36	(6)	27

* Incluye las cuentas de resultado con enajenación y baja de activos y ganancias / pérdidas en remediación – participaciones societarias.

INFORMACIONES ADICIONALES

2. Reconciliación del LTM EBITDA Ajustado y LTM Flujo de Caja Operativo

Tabla 12 – Reconciliación del Flujo de Caja Operativo

	R\$ millones	
	LTM (últimos 12 meses) 30.09.2018	31.12.2017
Ganancia (pérdida) neta	18.348	377
Resultado financiero neto	23.332	31.599
Impuestos a las ganancias	10.686	5.797
Depreciación, agotamiento y amortización	43.165	42.478
EBITDA	95.531	80.251
Resultado de participaciones en inversiones	(2.280)	(2.149)
Reversión/Pérdida por deterioro de los activos - impairment	4.893	3.862
Realización de diferencias de conversión (CTA)	-	116
Resultado con enajenación/baja de activos	(1.429)	(5.523)
Efecto de variación cambiaria sobre contingencias relevantes en moneda extranjera	1.962	-
EBITDA ajustado	98.677	76.557
Impuestos a las Ganancias y Contribución Social	(10.686)	(5.797)
Pérdidas com cuentas incobrables	3.683	2.271
Variación de cuentas por recibir	(10.308)	(3.140)
Variación de Inventarios	(11.774)	(1.130)
Variación proveedores	6.043	(160)
Variación de impuestos a la ganancia y contribución social diferidos	(1.689)	1.452
Variación de impuestos, tasas y contribuciones	4.401	6.911
Variación en otros activos y pasivos	10.958	9.503
Recursos generados por las actividades operativas (FCO)	89.305	86.467

3. Hedge Flujo de Efectivo sobre Exportaciones

Tabla 13 – Hedge Flujo de Efectivo sobre Exportaciones

	R\$ millones						
	Período Ene - Sep			3T-2018	2T-2018	3T18 X 2T18 (%)	3T-2017
	2018	2017	2018 x 2017 (%)				
Variación Monetaria y Cambiaria Total	(38.895)	4.184	(1.030)	(8.320)	(29.640)	72	7.421
Variación Cambiaria Diferida registrada en el Patrimonio Neto	39.831	(5.491)	825	8.143	30.590	(73)	(7.773)
Reclasificación del Patrimonio Neto para el Resultado	(8.673)	(7.375)	(18)	(3.166)	(2.847)	(11)	(2.569)
Variación Monetaria y Cambiaria, Netas	(7.737)	(8.682)	11	(3.343)	(1.897)	(76)	(2.921)

La reclasificación de gastos de diferencia de cambio del patrimonio neto para el resultado en el acumulado de los 9M-2018 totalizó R\$ 8.673 millones, representando un aumento del 18% con relación al mismo periodo del 2017, debido, principalmente, al comportamiento de la tasa de cambio R\$/US\$.

El pequeño crecimiento de la reclasificación de gastos de diferencia cambiaria en el patrimonio neto para el resultado en el 3T-2018 (R\$ 3.166 millones) en relación al trimestre anterior (R\$ 2.847 millones) reflejó la realización de exportaciones, protegidas por deudas en dólares, con menor *spread* de tasa de cambio (R\$/US\$) entre las fechas iniciales de designación y las fechas de las respectivas exportaciones.

Alteraciones de expectativas de realización de precios y volúmenes de exportación en futuras revisiones de los planes de negocios pueden venir a determinar necesidad de reclasificaciones adicionales de diferencias de cambio del patrimonio neto para resultado. Un análisis de sensibilidad con un precio promedio del petróleo *Brent* menor en US\$ 10/barril, en comparación al que se consideró en la última revisión del PNG 2018-2022, no indicaría la necesidad de reclasificación de diferencia de cambiaria en el patrimonio neto para el resultado.

La expectativa anual de realización del saldo de las diferencias de cambios en el patrimonio neto en el 30.09. 2018, es demostrada a continuación:

Tabla 14 – Expectativa de Realización de Exportaciones

	Consolidado								
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025 a 2027	Total
Expectativa de realización	(2.589)	(12.768)	(11.388)	(10.832)	(11.707)	(7.351)	(4.204)	(383)	(61.222)

INFORMACIONES ADICIONALES

4. Activos y pasivos sujetos a la variación cambiaria

La Compañía tiene activos y pasivos sujetos a variaciones de monedas extranjeras, cuyas principales exposiciones brutas son el real con relación al dólar estadounidense y el dólar estadounidense en relación al euro. A partir de mediados de mayo del 2013 la compañía extendió la contabilidad de *hedge* para protección de exportaciones futuras altamente probables.

La Compañía designa las relaciones de *hedge* entre las exportaciones y las obligaciones en dólares estadounidenses para que los efectos de la protección cambiaria natural existentes entre esas operaciones sean reconocidas de forma simultánea en los estados financieros. Con la extensión de la contabilidad de *hedge*, las ganancias o pérdidas provocadas por diferencias de cambio se acumulan en el patrimonio neto y solamente afectan el resultado en la medida en que se realizan las exportaciones.

Durante el año del 2017, Petrobras, a través de su controlada indirecta Petrobras Global Trading B.V. (PGT), contrató operaciones de derivativos denominadas *cross currency swap*, con el objetivo de protección de la exposición en libras esterlinas frente al dólar, decurrente de emisión de *bond* en el valor nominal de GBP 700 millones y GBP 600 millones y con vencimiento en diciembre del 2026 y del 2034, respectivamente. La compañía no tiene intención de liquidar tales contratos antes del plazo de vencimiento.

En el 2T-2018, la Petrobras, a través de su controlada indirecta Petrobras Global Trading B.V. contrató operación de derivativo denominada *non delivery forward*, con el objetivo de protección de la exposición en euro versus el dólar estadounidense, debido a la emisión de bonos. La compañía no tiene intención de liquidar tales contratos antes del plazo de vencimiento.

Los saldo de activos y pasivos en moneda extranjera de empresas controladas en el exterior no son inseridos en la exposición abajo, cuando realizadas en monedas equivalentes a sus respectivas monedas funcionales.

En el 30.09.2018, la exposición cambiaria neta de la Compañía es pasiva, siendo la principal la del dólar estadounidense con relación al real.

Tabla 15 – Activos y Pasivos sujetos a la variación cambiaria

ITENS	R\$ millones	
	30.09.2018	31.12.2017
Activo	52.330	44.013
Pasivo	(320.291)	(261.358)
Contabilización de Hedge	244.394	193.189
Cross Currency Swap	6.795	5.813
Non Delivery Forward (NDF)	13.964	-
Total	(2.808)	(18.343)

Tabla 16 – Segregación de Activos y Pasivos por moneda

POR MONEDA	R\$ millones	
	30.09.2018	31.12.2017
Real/ Dólar	(1.411)	(4.208)
Real/ Euro	(51)	(76)
Real/ Libra	(80)	(69)
Dólar/ Yen	(405)	(316)
Dólar/ Euro	(426)	(14.172)
Dólar/ Libra*	(435)	498
Total	(2.808)	(18.343)

Tabla 17 – Variación Monetaria y Cambiaria

Variación Monetaria y Cambiaria	R\$ millones						
	Período Ene - Sep			3T-2018	2T-2018	3T18 X 2T18 (%)	3T-2017
	2018	2017	2018 x 2017 (%)				
Variación Cambiaria Dólar x Euro	37	(2.079)	102	(88)	482	(118)	(611)
Variación Cambiaria Real x Dólar	675	(86)	885	(202)	704	(129)	(132)
Variación Cambiaria Dólar x Libra	(166)	(240)	31	(41)	(282)	85	(59)
Reclasificación de la contabilización del hedge del Patrimonio Neto para el Resultado	(8.673)	(7.375)	(18)	(3.166)	(2.847)	(11)	(2.569)
Variación Cambiaria Real x Euro	(6)	(20)	70	(1)	(4)	75	35
Otros	396	1.118	(65)	155	50	210	415
Variación Monetaria y Cambiaria, Netas	(7.737)	(8.682)	11	(3.343)	(1.897)	(76)	(2.921)

INFORMACIONES ADICIONALES

5. Ítems especiales

Tabla 18 – Ítems especiales

Período Ene - Sep		R\$ millones				
2018	2017	Ítem del Resultado	3T-2018	2T-2018	3T-2017	
1.873	5.967	Ganancia/(Pérdidas) con enajenación y baja de activos	Otros ingresos (gastos)	(250)	(1.138)	(416)
2.068	-	Renegociación con Eletrobras	Diversos	-	2.068	-
(1.962)	-	Efecto de variación cambiaria sobre contingencias relevantes en moneda extranjera	Otros ingresos (gastos)	(386)	(1.477)	-
(1.150)	(403)	Impairment de activos e inversiones	Diversos	(1.290)	204	(222)
-	(116)	Ajustes por Diferencia de Conversión - CTA	Otros ingresos (gastos)	-	-	-
-	(4.416)	Efectos del PRT y PERT em el IR/CSLL	Diversos	-	-	(85)
(3.265)	(307)	Pérdidas con cuentas a cobrar del sector eléctrico	Gastos de ventas	(1.890)	(967)	(235)
(2.425)	(965)	(Pérdidas)/Ganancias con contingencias judiciales	Otros ingresos (gastos)	(2.164)	-	(1.061)
(471)	(177)	Programas de Amnistías Provinciales	Gastos por Impuestos	(346)	(45)	(48)
(10)	756	PIDV	Otros ingresos (gastos)	2	11	87
(1.140)	-	Plan de carreras y remuneración	Otros ingresos (gastos)	(1.140)	-	-
286	-	Ingresos con multa contractual por no concretización de la venta de Liquigas	Otros ingresos (gastos)	-	-	-
1.736	154	Resarcimiento de valores - Operación Lava Jato	Otros ingresos (gastos)	1.735	-	65
-	(894)	Buque de perforación Vitória 10.000	Otros ingresos (gastos)	-	-	(76)
-	(5.002)	Programa de Regularización de Debitos Federales	Diversos	-	-	(1.030)
(4.460)	(5.403)	Total		(5.729)	(1.344)	(3.021)

Detalle del efecto del impairment de activos e inversiones en los diversos ítems del resultado:

(1.382)	(351)	Pérdida por deterioro del valor de los activos - Impairment	(1.501)	177	(144)
232	(52)	Resultado de participaciones en inversiones	211	27	(78)
(1.150)	(403)	Impairment de activos e inversiones	(1.290)	204	(222)

De acuerdo con el juicio de la Administración, estos ítems especiales presentados, aunque estén relacionados con los negocios de la Compañía, fueron destacados como información complementaria para mejor entendimiento y evaluación del resultado. Dichos ítems no ocurren necesariamente en todos los períodos y se divulgan cuando son relevantes.

INFORMACIONES ADICIONALES

6. Resultado de las operaciones de los 9M-2018 x 9M-2017:

Ingresos de ventas de R\$ 257.116 millones, R\$ 49.933 millones superior al mismo período de 2017 (R\$ 207.183 millones), debido a:

- aumento de los ingresos en el mercado de Brasil (R\$ 33.494 millones), reflejando:
 - ✓ mayor precio medio de derivados, con destaque para el diésel (R\$ 16.203 millones), gasolina (R\$ 8.828 millones) y GLP (R\$ 3.461 millones), reflejando las revisiones de los precios, y demás derivados (R\$ 8.520 millones) acompañando el aumento de las cotizaciones internacionales y la depreciación del real frente al dólar estadounidense;
 - ✓ mayores ingresos con gas natural (R\$ 2.899 millones), reflejando los precios más elevados;
 - ✓ menor volumen de ventas de derivados en el mercado de Brasil (R\$ 3.566 millones), con destaque para:
 - gasolina (R\$ 5.161 millones), reflejando la pérdida de participación para el etanol;
 - nafta (R\$ 2.010 millones), debido a reducción de ventas para Braskem; y
 - en parte compensado por el crecimiento de las ventas del diésel (R\$ 3.876 millones), debido al menor volumen importado por otros *players*.
- aumento de los ingresos con exportaciones de petróleo y derivados (R\$ 10.373 millones), debido a los mayores precios, acompañando la elevación de las cotizaciones internacionales y la depreciación del real frente al dólar estadounidense, y la mayor exportación de gasolina, compensados en parte por la reducción del volumen de petróleo exportado debido a la menor producción; y
- aumento de ingresos con actividades en el extranjero (R\$ 6.191 millones), reflejando la elevación de las cotizaciones internacionales.

Costo de los productos vendidos de R\$ 164.076 millones, R\$ 23.285 millones superior al del mismo período de 2017 (R\$ 140.791 millones), reflejando:

- mayores gastos con participaciones gubernamentales y con importaciones de petróleo, derivados y gas natural, en función de los mayores costos de los *commodities* y devaluación del real frente al dólar estadounidense;
- aumento de los costos asociados a las actividades en el exterior, reflejando la elevación de las cotizaciones internacionales; y
- elevación de la participación del óleo importado en la carga procesada y de GNL en el *mix* de las ventas.

Gastos de ventas de R\$ 14.775 millones, 41% superiores, en función de las mayores pérdidas de crédito esperadas referentes al sector eléctrico (R\$ 2.958 millones) y del aumento de los gastos logísticos en función del pago de tarifas para utilización de los gasoductos después de la venta de NTS en abril/2017 (R\$ 1.063 millones).

Gastos generales y administrativos de R\$ 6.561 millones, el 6% inferior, reflejando los menores gastos con consultorías, TI y servicios administrativos prestados por terceros, siguiendo la disciplina financiera de control de gastos.

Costos exploratorios para extracción de petróleo y gas natural de R\$ 1.438 millones, el 8% inferior, resultante de menores gastos con proyectos sin viabilidad económica (R\$ 456 millones), compensados, parcialmente, por mayores provisiones referentes a penalidades contractuales de contenido local, (R\$ 233 millones) y gastos con geología y geofísica (R\$ 85 millones).

Gastos tributarios de R\$ 1.631 millones, R\$ 2.742 millones inferiores, en consecuencia, principalmente, de los efectos de la adhesión a los *Programas de Regularização de Tributos Federais* en los 9M-2017 (R\$ 2.735 millones).

Otros gastos operativos de R\$ 15.420 millones, R\$ 10.815 millones superiores a los otros gastos operativos del 9M-2017, con destaque para:

- menores ganancias netas con enajenación y baja de activos por el monto de R\$ 4.094 millones, debido, principalmente, a ganancia por la venta de las áreas de *Lapa, Iara y Carcará* en los 9M-2018 (R\$ 3.223 millones), comparada a ganancia apurada en la venta de la participación en la *Nova Transportadora do Sudeste* (NTS) en los 9M-2017 por el monto de R\$ 6.977 millones;
- acuerdos para cerrar las investigaciones con autoridades estadounidenses (R\$ 3.536 millones);
- gastos por diferencia de conversión negativa sobre la exposición pasiva de la *Class Action* (R\$ 1.962 millones);
- pérdidas con variación negativa en el valor de mercado de las opciones de venta contratadas para proteger el precio de parte de la producción de óleo (R\$ 1.466 millones), considerando su naturaleza de seguro y protección frente a las variaciones de la *commodity*;
- gasto con adhesión al Plan de Carreras y Remuneración (PCR) de Petrobras (R\$ 1.140 millones), véase nota explicativa 20.4. de las Informaciones Trimestrales;
- mayor *impairment* de activos (R\$ 1.031 millones), principalmente relativos a los activos de E&P de *Petrobras Americas* (PAI)
- mayor resarcimiento de recursos recuperados por la *Operação Lava Jato* (R\$ 1.582 millones); y
- reversión de contingencia referente al acuerdo extrajudicial de la BR Distribuidora para la aprobación de cierre de débitos fiscales con la Provincia de Mato Grosso (R\$ 1.372 millones).

Resultado financiero neto negativo de R\$ 15.734 millones, R\$ 8.267 millones inferior a los 9M-2017, debido a:

- disminución de R\$ 7.322 millones en los gastos financieros netos, con destaque para:
 - ✓ reconocimiento de ganancia decurrente de renegociación de deudas del *Sistema Eletrobras* en el 2T-2018 (R\$ 2.068 millones);
 - ✓ encargos decurrentes de la adhesión a los *Programas de Regularização de Tributos Federais* en los 9M-2017 (R\$ 2.022 millones);
 - ✓ reducción de gastos con interés debido a los pre-pagos de deuda (R\$ 1.550 millones);
 - ✓ ingresos financieros por actualización de los intereses sobre la cuenta de petróleo y alcohol, debido a decisión favorable, en tránsito en juzgado, contra la Unión Federal (R\$ 335 millones), véase la nota explicativa 17.7.2. de las Informaciones Trimestrales; y
 - ✓ mayores ganancias con recompra de títulos de deudas en el mercado de capitales en el monto de R\$ 1.474 millones, R\$ 138 millones superiores a los costos (R\$ 1.336 millones).

- variación monetaria y diferencia de conversión negativa menor en R\$ 945 millones, ocasionada por:
 - ✓ diferencia cambiaria positiva de R\$ 37 millones debido a la apreciación del 3,1% del dólar estadounidense sobre la exposición pasiva neta en euro, comparada a diferencia cambiaria negativa de R\$ 2.079 millones debido a la depreciación del 12% sobre la exposición pasiva neta en euro en los 9M-2017 (R\$ 2.116 millones); y
 - ✓ mayor reclasificación de la diferencia cambiaria acumulada en el patrimonio neto para resultado por la realización de exportaciones protegidas en el ámbito de la contabilidad de *hedge* (R\$ 1.298 millones).

Gastos con Impuestos a las ganancias y contribución social de R\$ 13.842 millones, el 55% superior, debido al mejor resultado antes de los impuestos contabilizado en el periodo, compensados, parcialmente, por el efecto de la adhesión a los *Programas de Regularização de Tributos Federais* en los 9M-2017, véase nota explicativa 19.6 de las Informaciones Trimestrales.

Resultado negativo con accionistas no controladores de R\$ 43 millones, R\$ 675 millones inferior, reflejando, principalmente, el efecto de la depreciación del real sobre el endeudamiento neto en dólar de las entidades estructuradas, compensado en parte por el resultado positivo apurado en BR Distribuidora.

INFORMACIONES ADICIONALES

7. Resultado de las operaciones del 3T-2018 x 2T-2018:

Ingresos de ventas de R\$ 98.260 millones, el 16% superior al 2T-2018, reflejando:

- Aumento de los ingresos en el mercado de Brasil (R\$ 13.432 millones), principalmente por:
 - ✓ mayores precios promedios de derivados (R\$ 6.170 millones), con destaque para las revisiones de los precios del diésel (R\$ 2.587 millones) y de la gasolina (R\$ 1.134 millones), en gran parte acompañando la oscilación de las cotizaciones internacionales y depreciación del real frente al dólar estadounidense;
 - ✓ mayor volumen con las ventas de derivados (R\$ 4.229 millones), principalmente diésel (R\$ 4.350 millones), reflejando la estacionalidad del consumo en las actividades de la plantación de la cosecha de granos de verano y las menores ventas por parte de otros *players*;
 - ✓ aumento en los ingresos con ventas de energía eléctrica (R\$ 1.886 millones), influenciado por la elevación del PLD y por la mayor generación termoeléctrica, debido al menor nivel de los depósitos de las hidroeléctricas; y
 - ✓ mayor ingreso con ventas de gas natural (R\$ 1.061 millones), reflejando el mayor consumo en los sectores termoeléctrico y no- termoeléctrico y la elevación del precio de las ventas, influenciado por el comportamiento de las cotizaciones internacionales de los *commodities* y por la depreciación del real frente al dólar estadounidense.
- Reducción de los ingresos con exportaciones de petróleo y derivados (R\$ 343 millones), retratando el efecto del menor volumen de las exportaciones de petróleo (R\$ 2.514 millones), debido principalmente a la menor producción, parcialmente compensada por el mayor volumen exportado de derivados (R\$ 682 millones), con destaque para la gasolina, y por los mayores precios de realización de petróleo y derivados (R\$ 1.489 millones), influenciados por la elevación de los precios de los *commodities* y depreciación del real frente al dólar estadounidense; y
- Mayores ingresos en las actividades en el exterior (R\$ 776 millones).

Costo de los productos vendidos de R\$ 63.616 millones, el 21% superior al 2T-2018, con destaque para los siguientes factores:

- aumento de los gastos con participaciones gubernamentales y con importaciones de petróleo, influenciados por la devaluación del real frente al dólar y de las cotizaciones internacionales de los *commodities*;
- mayor participación del diesel importado y del GNL en el mix de las ventas, con costos de adquisición más elevados, para atender al crecimiento de la demanda;
- mayor participación del óleo importado en la carga procesada por las refinerías; y
- mayores costos de energía eléctrica por influencia del aumento del PLD sobre los costos de adquisición.

Gastos de ventas de R\$ 5.899 millones, el 24% superior al 2T-2018, debido a mayores pérdidas por cuentas a cobrar del sector eléctrico (R\$ 923 millones) y por el aumento de las ventas de derivados en el mercado de Brasil.

Costos exploratorios para extracción de petróleo y gas natural de R\$ 412 millones, el 29% inferior al ejercicio 2T-2018, debido a menores gastos con proyectos sin viabilidad económica (R\$ 179 millones).

Gastos tributarios de R\$ 791 millones, R\$ 432 millones superiores al ejercicio de 2T-2018, debido al acuerdo extrajudicial de la BR Distribuidora para cierre de débitos fiscales con la Provincia de Mato Grosso (R\$ 217 millones) y adhesión al programa de amnistía de la Provincia de Sergipe (R\$ 129 millones).

Otros gastos operativos de R\$ 7.683 millones, R\$ 1.216 millones superiores al 2T-2018, con destaque para:

- acuerdo para cierre de las investigaciones con autoridades estadounidenses (R\$ 3.536 millones);
- mayor *impairment* de activos (R\$ 1.678 millones), principalmente relacionados a los activos de E&P de la PAI;
- gasto con adhesión al Plan de Carreras y Remuneración (PCR) de Petrobras (R\$ 1.140 millones), véase nota explicativa 20.4. de las Informaciones Trimestrales;
- ganancia con resarcimiento de recursos recuperados por la *Operação Lava Jato* (R\$ 1.735 millones);
- reversión de contingencia referente al acuerdo extrajudicial de la BR Distribuidora para la aprobación de la gestión de débitos fiscales con la Provincia de Mato Grosso (R\$ 1.372 millones);
- menor gasto por diferencia de conversión sobre la exposición pasiva de la *Class Action* (R\$ 1.091 milhões); y
- menores pérdidas con variación negativa en el valor de mercado de las opciones de ventas contratadas para protección del precio de parte de la producción de petróleo (R\$ 884 millones), considerando su naturaleza de seguro y protección frente a las variaciones de la *commodity*;

Resultado financiero neto negativo de R\$ 5.841 millones, R\$ 3.194 millones superior al 2T-2018, debido a:

- Acrecimiento de R\$ 1.748 millones en los gastos financieros netos, con destaque para:
 - ✓ reconocimiento de ganancia decurrente de renegociación de deudas del *Sistema Eletrobras* (R\$ 2.068 millones); y
 - ✓ ingresos financieros derivados de la actualización de los intereses sobre la cuenta de petróleo y alcohol, en virtud de la decisión favorable, en tránsito en juzgado, contra la Unión Federal (R\$ 335 millones), véase la nota explicativa 17.7.2. de las Informaciones Trimestrales.

- variación monetaria y diferencias de conversión negativa, mayor en R\$ 1.446 millones, ocasionada por:
 - ✓ diferencia de conversión negativa de R\$ 202 millones debido a la depreciación del 3,8% del real sobre la exposición pasiva neta en dólar estadounidense, comparada a la diferencia de conversión positiva R\$ 704 millones debido a la depreciación del 16% del real sobre la exposición activa neta dólar estadounidense en el 2T-2018 (R\$ 906 millones);
 - ✓ diferencia de conversión negativa de R\$ 88 millones debido a apreciación del 0,5% del dólar estadounidense sobre la exposición activa neta en euro, comparada a diferencia de conversión positiva de R\$ 482 millones debido a la apreciación del 5% del dólar estadounidense sobre la exposición pasiva neta en euro en el 2T-2018 (R\$ 570 millones);
 - ✓ mayor reclasificación de diferencia cambiaria negativa acumulada en el patrimonio neto para resultado por la realización de las exportaciones protegidas en el ámbito de la contabilidad de *hedge* (R\$ 319 millones); y
 - ✓ menor apreciación del dólar sobre la exposición activa neta en libra, comparada a la del 2T-2018 (R\$ 241 millones).

Resultado de la participación en inversiones positivas de R\$ 975 millones, R\$ 665 millones superior al 2T-2018, en virtud, en gran parte, del mejor resultado comprobado en el sector petroquímico, principalmente Braskem, y por la reversión de *impairment* en la inversión atada a *Petrobras Oil & Gas BV* (PO&G), véase la nota explicativa 10.2. de las Informaciones Trimestrales.

Gastos con impuesto a las ganancias y contribución social de R\$ 5.249 millones, R\$ 611 millones superiores al 2T-2018, debido, principalmente, por la indisponibilidad fiscal de los acuerdos para cerrar las investigaciones con autoridades estadounidenses (véase la nota explicativa 19.6 de las Informaciones Trimestrales), compensado por el menor resultado antes de los impuestos.

Resultado con accionistas no controladores de R\$ 260 millones, R\$ 641 millones superior al del 2T-2018, reflejando, básicamente, el efecto de la menor depreciación del real sobre el endeudamiento en dólar de las entidades estructuradas y el resultado positivo apurado en BR Distribuidora.

ESTADOS CONTABLES

Estado del Resultado - Consolidado

	R\$ millones				
	Período Ene - Sep		3T-2018	2T-2018	3T-2017
	2018	2017			
Ingresos de ventas	257.116	207.183	98.260	84.395	71.822
Costo de ventas	(164.076)	(140.791)	(63.616)	(52.772)	(50.585)
Ganancia bruta	93.040	66.392	34.644	31.623	21.237
Gastos de ventas	(14.775)	(10.516)	(5.899)	(4.748)	(4.237)
Gastos generales administrativos	(6.561)	(6.979)	(2.213)	(2.206)	(2.451)
Gastos de exploración	(1.438)	(1.570)	(412)	(584)	(671)
Gastos con investigación y desarrollo	(1.715)	(1.311)	(627)	(593)	(425)
Otros gastos por impuestos	(1.631)	(4.373)	(791)	(359)	(1.013)
Otros ingresos y gastos, netos	(15.420)	(4.605)	(7.683)	(6.467)	(4.662)
	(41.540)	(29.354)	(17.625)	(14.957)	(13.459)
Ganancia (pérdida) operativa	51.500	37.038	17.019	16.666	7.778
Ingresos financieros	7.951	2.725	2.254	4.596	741
Gastos financieros	(15.948)	(18.044)	(4.752)	(5.346)	(5.231)
Diferencias de Conversión	(7.737)	(8.682)	(3.343)	(1.897)	(2.921)
Resultado financiero neto	(15.734)	(24.001)	(5.841)	(2.647)	(7.411)
Resultado de participaciones en inversiones	1.796	1.665	975	310	438
Ganancia (pérdida) antes de los impuestos a las ganancias	37.562	14.702	12.153	14.329	805
Impuestos a las ganancias	(13.842)	(8.953)	(5.249)	(4.638)	(155)
Ganancia (pérdida) neta	23.720	5.749	6.904	9.691	650
Ganancia (pérdida) neta atribuible a:					
Accionistas de Petrobras	23.677	5.031	6.644	10.072	266
Accionistas no controlantes	43	718	260	(381)	384
	23.720	5.749	6.904	9.691	650

Balance General – Consolidado

ACTIVOS	R\$ millones	
	30.09.2018	31.12.2017
Activo corriente	150.201	155.909
Efectivo y equivalentes al efectivo	56.803	74.494
Inversiones Financieras	4.164	6.237
Cuentas por cobrar, netas	25.660	16.446
Inventarios	38.865	28.081
Activos por impuestos corrientes	9.441	8.062
Activos clasificados como mantenidos para la venta	1.510	17.592
Otros activos corrientes	13.758	4.997
Activo no corriente	716.555	675.606
Realizable a largo plazo	81.576	70.955
Cuentas por cobrar, netas	17.827	17.120
Inversiones Financieras	199	211
Depósitos judiciales	24.185	18.465
Impuestos diferidos	15.976	11.373
Impuestos y contribuciones	9.708	10.171
Adelanto a proveedores	2.984	3.413
Otros activos no corrientes	10.697	10.202
Inversiones	13.396	12.554
Propiedad, planta y equipo	610.728	584.357
Activos intangibles	10.855	7.740
Total de activos	866.756	831.515
PASIVOS		
	R\$ millones	
	30.09.2018	31.12.2017
Pasivo corriente	94.072	82.535
Proveedores	27.458	19.077
Financiaciones corrientes	16.235	23.244
Pasivos por impuestos corrientes	16.290	16.036
Sueldos y cargas sociales	6.781	4.331
Planes de pensión y salud	2.993	2.791
Provisión para procesos judiciales	12.077	7.463
Pasivos sobre activos clasificados como mantenidos para la venta	152	1.295
Acuerdo para cierre de investigaciones	3.536	-
Otros pasivos corrientes	8.550	8.298
Pasivo no corriente	476.508	479.371
Financiaciones a largo plazo	336.566	338.239
Tajas y contribuciones	2.161	2.219
Impuestos diferidos	1.745	3.956
Planes de pensión y salud	72.516	69.421
Provisión para procesos judiciales	12.175	15.778
Provisión para desmantelamiento de áreas	47.631	46.785
Otros pasivos no corrientes	3.714	2.973
Patrimonio neto	296.176	269.609
Capital social desembolsado	205.432	205.432
Ganancias acumuladas y otras	84.934	58.553
Participación de los accionistas no controlantes	5.810	5.624
Total de pasivos y patrimonio neto	866.756	831.515

Estado de los Flujos de Efectivo Consolidado

	R\$ millones				
	Período Ene - Sep		3T-2018	2T-2018	3T-2017
	2018	2017			
Flujos de efectivo de las actividades operativas					
Beneficio neto (perjuicio) del ejercicio	23.720	5.749	6.904	9.691	650
Ajustes para:				-	
Gastos actuariales - Planes de pensión y salud	5.828	6.528	1.946	1.939	2.176
Resultado de participaciones en participadas	(1.796)	(1.665)	(975)	(310)	(438)
Depreciación, agotamiento y amortización	32.720	32.033	10.700	10.963	10.885
Reducción por deterioro del valor de los activos (Impairment)	1.382	351	1.501	(177)	144
Ajuste al valor de mercado de los inventarios	132	216	77	(5)	(33)
Pérdidas con cuentas incobrables	3.445	2.033	1.962	1.040	575
Baja de pozos secos	259	715	27	206	391
Resultado en la venta y baja de activos	(1.873)	(5.269)	250	1.138	416
Variaciones en los tipos de cambio, monetarias y cargas financieras no realizadas y otras operaciones	21.703	23.494	6.873	6.234	7.341
Impuestos sobre las ganancias diferidos, netos	1.560	4.701	398	531	(698)
Realización del ajustes por diferencias de cambio y otros resultados integrales	-	185	-	-	-
Revisión y actualización financiera de desmantelamiento de áreas	1.787	1.821	596	597	610
Ganancia en la remensuración de inversión retenida con pérdida de control	-	(698)	-	-	-
Reducción (aumento) de activos					
Cuentas por cobrar	(9.644)	(2.476)	(4.610)	(6.844)	(2.859)
Inventarios	(9.667)	977	(3.141)	(5.384)	154
Depósitos judiciales	(5.604)	(1.840)	(1.633)	(2.259)	(232)
Otros activos	(4.699)	(526)	(5.300)	5.258	527
Aumento (Reducción) de pasivos					
Proveedores	5.977	(226)	4.931	2.403	2.155
Impuestos por pagar	9.491	7.217	3.202	4.356	3.313
Impuesto sobre la renta y contribución social pagados	(6.911)	(2.127)	(3.197)	(2.245)	(1.501)
Planes de pensión y salud	(2.646)	(1.973)	(767)	(1.217)	(609)
Otros pasivos	4.574	(2.320)	2.181	(321)	1.055
Efectivo neto generado por las actividades de operación	69.738	66.900	21.925	25.595	24.022
Flujos de efectivo de las actividades de inversión					
Adquisiciones de propiedad, planta y equipo e intangibles	(33.962)	(30.113)	(13.939)	(10.104)	(9.432)
Aumento de inversiones	(105)	(137)	(8)	(75)	(87)
Ingresos por la venta de activos (desinversiones)	16.883	9.458	3	9.378	3
Desinversión (Inversiones) en activos financieros (*)	2.143	(2.924)	(90)	(128)	(2.314)
Dividendos recibidos (**)	1.810	806	137	957	231
Efectivo neto (utilizado en) las actividades de inversión	(13.231)	(22.910)	(13.897)	28	(11.599)
Flujos de efectivo de las actividades de financiación					
Adquisición de participación de accionistas no controladores	119	(194)	142	(144)	(52)
Financiaciones y préstamos, netos:					
Captaciones	30.626	72.082	3.395	7.973	28.094
Amortizaciones de principal	(97.105)	(90.642)	(15.599)	(37.645)	(35.297)
Amortizaciones de intereses (***)	(16.194)	(17.384)	(5.663)	(4.527)	(5.254)
Dividendos pagados a los accionistas Petrobras	(1.190)	-	(595)	(595)	-
Dividendos pagados a los accionistas no controladores	(636)	(479)	(328)	(308)	(69)
Ingresos por la venta de participaciones, sin pérdida de control	-	-	-	-	-
Efectivo neto generado por / (utilizado en) las actividades de financiación	(84.380)	(36.617)	(18.648)	(35.246)	(12.578)
Efecto de la variación en los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	10.182	(2.050)	1.887	8.797	(3.384)
Aumento (reducción) de efectivo y equivalentes al efectivo en el ejercicio	(17.691)	5.323	(8.733)	(826)	(3.539)
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio	74.494	69.108	65.536	66.362	77.970
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	56.803	74.431	56.803	65.536	74.431

INFORMACIONES CONTABLES POR ÁREA DE NEGOCIO

Estado Consolidado del Resultado por Segmento de Negocio – 9M-2018

	R\$ millones							TOTAL
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIO-COMBUS T.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
Ingresos de ventas	140.771	197.049	33.114	670	75.701	-	(190.189)	257.116
Intersegmentos	134.682	45.093	8.843	626	945	-	(190.189)	-
Terceros	6.089	151.956	24.271	44	74.756	-	-	257.116
Costo de ventas	(79.662)	(174.004)	(24.745)	(624)	(71.176)	-	186.135	(164.076)
Ganancia bruta	61.109	23.045	8.369	46	4.525	-	(4.054)	93.040
Gastos	(7.804)	(7.420)	(8.307)	(63)	(2.197)	(15.645)	(104)	(41.540)
Ventas	(227)	(4.587)	(6.996)	(5)	(2.375)	(510)	(75)	(14.775)
Generales y de administrativos	(666)	(1.026)	(400)	(53)	(614)	(3.801)	(1)	(6.561)
Exploración	(1.438)	-	-	-	-	-	-	(1.438)
Investigación y desarrollo	(1.192)	(30)	(63)	-	(3)	(427)	-	(1.715)
Otros gastos por impuestos	(339)	(308)	(118)	(12)	(243)	(611)	-	(1.631)
Otros ingresos y gastos, netos	(3.942)	(1.469)	(730)	7	1.038	(10.296)	(28)	(15.420)
Ganancia (pérdida) operativa	53.305	15.625	62	(17)	2.328	(15.645)	(4.158)	51.500
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	(15.734)	-	(15.734)
Resultado de participaciones en inversiones	266	1.284	269	(13)	(8)	(2)	-	1.796
Ganancia (pérdida) antes de los impuestos a las ganancias	53.571	16.909	331	(30)	2.320	(31.381)	(4.158)	37.562
Impuestos a las ganancias	(18.123)	(5.313)	(21)	6	(792)	8.987	1.414	(13.842)
Ganancia (pérdida) neta	35.448	11.596	310	(24)	1.528	(22.394)	(2.744)	23.720
Ganancia (pérdida) neta atribuible:								
A los accionistas de Petrobras	35.462	11.725	(56)	(24)	1.105	(21.791)	(2.744)	23.677
A los accionistas no controlantes	(14)	(129)	366	-	423	(603)	-	43
	35.448	11.596	310	(24)	1.528	(22.394)	(2.744)	23.720

Estado Consolidado del Resultado por Segmento de Negocio – 9M-2017

	R\$ millones							TOTAL
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIO-COMBUS T.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
Ingresos de ventas	97.583	157.846	28.093	495	63.914	-	(140.748)	207.183
Intersegmentos	94.352	37.962	6.992	469	973	-	(140.748)	-
Terceros	3.231	119.884	21.101	26	62.941	-	-	207.183
Costo de ventas	(65.281)	(137.548)	(20.224)	(519)	(59.177)	-	141.958	(140.791)
Ganancia bruta	32.302	20.298	7.869	(24)	4.737	-	1.210	66.392
Gastos	(8.950)	(6.821)	1.646	(34)	(2.902)	(12.463)	170	(29.354)
Ventas	(310)	(4.143)	(3.946)	(5)	(2.383)	81	190	(10.516)
Generales y de administrativos	(764)	(1.096)	(411)	(58)	(647)	(4.002)	(1)	(6.979)
Exploración	(1.570)	-	-	-	-	-	-	(1.570)
Investigación y desarrollo	(796)	(27)	(69)	-	(1)	(418)	-	(1.311)
Otros gastos por impuestos	(229)	(334)	(725)	(18)	(120)	(2.947)	-	(4.373)
Otros ingresos y gastos, netos	(5.281)	(1.221)	6.797	47	249	(5.177)	(19)	(4.605)
Ganancia (pérdida) operativa	23.352	13.477	9.515	(58)	1.835	(12.463)	1.380	37.038
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	(24.001)	-	(24.001)
Resultado de participaciones en inversiones	257	1.197	290	(80)	-	1	-	1.665
Ganancia (pérdida) antes de los impuestos a las ganancias	23.609	14.674	9.805	(138)	1.835	(36.463)	1.380	14.702
Impuestos a las ganancias	(7.940)	(4.583)	(3.235)	20	(624)	7.878	(469)	(8.953)
Ganancia (pérdida) neta	15.669	10.091	6.570	(118)	1.211	(28.585)	911	5.749
Ganancia (pérdida) neta atribuible:								
A los accionistas de Petrobras	15.625	10.173	6.289	(118)	1.211	(29.060)	911	5.031
A los accionistas no controlantes	44	(82)	281	-	-	475	-	718
	15.669	10.091	6.570	(118)	1.211	(28.585)	911	5.749

Estado Consolidado del Resultado por Segmento de Negocio – 3T-2018

	R\$ millones							TOTAL
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIO-COMBUS T.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
Ingresos de ventas	51.813	76.289	13.518	236	27.611	-	(71.207)	98.260
Intersegmentos	49.305	18.277	3.081	223	321	-	(71.207)	-
Terceros	2.508	58.012	10.437	13	27.290	-	-	98.260
Costo de ventas	(28.159)	(68.601)	(11.270)	(220)	(26.030)	-	70.664	(63.616)
Ganancia bruta	23.654	7.688	2.248	16	1.581	-	(543)	34.644
Gastos	(5.357)	(3.099)	(3.589)	(24)	(64)	(5.460)	(32)	(17.625)
Ventas	(86)	(1.672)	(3.312)	(2)	(815)	13	(25)	(5.899)
Generales y de administrativos	(210)	(337)	(168)	(19)	(204)	(1.276)	1	(2.213)
Exploración	(412)	-	-	-	-	-	-	(412)
Investigación y desarrollo	(434)	(11)	(30)	-	(2)	(150)	-	(627)
Otros gastos por impuestos	(147)	(103)	(33)	(4)	(205)	(299)	-	(791)
Otros ingresos y gastos, netos	(4.068)	(976)	(46)	1	1.162	(3.748)	(8)	(7.683)
Ganancia (pérdida) operativa	18.297	4.589	(1.341)	(8)	1.517	(5.460)	(575)	17.019
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	(5.841)	-	(5.841)
Resultado de participaciones en inversiones	253	537	179	19	(8)	(5)	-	975
Ganancia (pérdida) antes de los impuestos a las ganancias	18.550	5.126	(1.162)	11	1.509	(11.306)	(575)	12.153
Impuestos a las ganancias	(6.220)	(1.561)	456	3	(516)	2.394	195	(5.249)
Ganancia (pérdida) neta	12.330	3.565	(706)	14	993	(8.912)	(380)	6.904
Ganancia (pérdida) neta atribuible:								
A los accionistas de Petrobras	12.334	3.410	(808)	14	712	(8.638)	(380)	6.644
A los accionistas no controlantes	(4)	155	102	-	281	(274)	-	260
	12.330	3.565	(706)	14	993	(8.912)	(380)	6.904

Estado Consolidado del Resultado por Segmento de Negocio – 2T-2018

	R\$ millones							TOTAL
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIO-COMBUS T.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
Ingresos de ventas	48.250	65.431	10.398	214	24.674	-	(64.572)	84.395
Intersegmentos	46.363	14.693	3.005	201	310	-	(64.572)	-
Terceros	1.887	50.738	7.393	13	24.364	-	-	84.395
Costo de ventas	(27.415)	(56.246)	(7.642)	(197)	(23.301)	-	62.029	(52.772)
Ganancia bruta	20.835	9.185	2.756	17	1.373	-	(2.543)	31.623
Gastos	(3.297)	(1.953)	(2.144)	(18)	(1.104)	(6.404)	(37)	(14.957)
Ventas	(72)	(1.472)	(1.847)	(2)	(805)	(527)	(23)	(4.748)
Generales y de administrativos	(206)	(346)	(110)	(19)	(210)	(1.313)	(2)	(2.206)
Exploración	(584)	-	-	-	-	-	-	(584)
Investigación y desarrollo	(423)	(9)	(20)	-	-	(141)	-	(593)
Otros gastos por impuestos	(28)	(125)	(50)	(4)	(16)	(136)	-	(359)
Otros ingresos y gastos, netos	(1.984)	(1)	(117)	7	(73)	(4.287)	(12)	(6.467)
Ganancia (pérdida) operativa	17.538	7.232	612	(1)	269	(6.404)	(2.580)	16.666
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	(2.647)	-	(2.647)
Resultado de participaciones en inversiones	12	307	15	(27)	-	3	-	310
Ganancia (pérdida) antes de los impuestos a las ganancias	17.550	7.539	627	(28)	269	(9.048)	(2.580)	14.329
Impuestos a las ganancias	(5.963)	(2.459)	(208)	1	(92)	3.206	877	(4.638)
Ganancia (pérdida) neta	11.587	5.080	419	(27)	177	(5.842)	(1.703)	9.691
Ganancia (pérdida) neta atribuible:								
A los accionistas de Petrobras	11.592	5.259	271	(27)	122	(5.442)	(1.703)	10.072
A los accionistas no controlantes	(5)	(179)	148	-	55	(400)	-	(381)
	11.587	5.080	419	(27)	177	(5.842)	(1.703)	9.691

Otros Ingresos y Gastos, Netos, por Segmento de Negocio – 9M-2018

	R\$ millones						ELIMIN.	TOTAL
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIO-COMBUS T.	DISTRIB.	CORP.		
Planes de pensión y salud	-	-	-	-	-	(4.054)	-	(4.054)
Acuerdo con Autoridades Americanas	-	-	-	-	-	(3.536)	-	(3.536)
Paradas no programadas y gastos pre-operativos	(2.945)	(69)	(314)	-	-	(7)	-	(3.335)
(Pérdidas)/ganancias con procesos judiciales, administrativos e arbitrales	(475)	(361)	(491)	(4)	1.043	(2.236)	-	(2.524)
(Pérdidas)/ganancias con derivados de Commodities	-	-	-	-	-	(2.129)	-	(2.129)
Participación en ganancia	(594)	(367)	(64)	(3)	(67)	(477)	-	(1.572)
Reversión/Pérdida por deterioro del valor de los activos - Impairment	(1.482)	174	(74)	-	-	-	-	(1.382)
Plan de carreras y remuneración	(546)	(205)	(41)	-	-	(348)	-	(1.140)
Relaciones institucionales y proyectos culturales	(2)	(5)	-	-	(94)	(389)	-	(490)
Gastos operativos con termoeléctricas	-	-	(245)	-	-	-	-	(245)
Gastos con seguridad, medio ambiente y salud	(71)	(34)	(3)	-	(1)	(73)	-	(182)
Provisión de cuentas incobrables	11	(298)	25	(1)	-	163	-	(100)
Gastos con PIDV	1	3	1	-	(16)	1	-	(10)
Incentivos, donaciones y subvenciones gubernamentales	12	12	178	9	-	-	-	211
Contratos de Ship/Take or Pay	10	102	92	-	26	6	-	236
Gastos/resarcimientos con operaciones en alianzas de E&P	809	-	-	-	-	-	-	809
Reembolso de Gastos debido a la operación Lava Jato	-	1	-	-	-	1.735	-	1.736
Resultado con enajenación/baja de activos (*)	1.834	(161)	(71)	-	26	245	-	1.873
Otros	(504)	(261)	277	6	121	803	(28)	414
	(3.942)	(1.469)	(730)	7	1.038	(10.296)	(28)	(15.420)

Otros Ingresos y Gastos, Netos, por Segmento de Negocio – 9M-2017

	R\$ millones						ELIMIN.	TOTAL
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIO-COMBUS T.	DISTRIB.	CORP.		
Planes de pensión y salud	-	-	-	-	-	(4.587)	-	(4.587)
Acuerdo con Autoridades Americanas	-	-	-	-	-	-	-	-
Paradas no programadas y gastos pre-operativos	(3.457)	(95)	(238)	-	-	(3)	-	(3.793)
(Pérdidas)/ganancias con procesos judiciales, administrativos e arbitrales	(1.339)	(432)	(465)	(2)	(104)	(370)	-	(2.712)
(Pérdidas)/ganancias con derivados de Commodities	-	-	-	-	-	-	-	-
Participación en ganancia	(110)	(70)	(11)	-	(17)	(106)	-	(314)
Reversión/Pérdida por deterioro del valor de los activos - Impairment	-	(112)	(239)	-	-	-	-	(351)
Plan de carreras y remuneración	-	-	-	-	-	-	-	-
Relaciones institucionales y proyectos culturales	(2)	(5)	-	-	(100)	(376)	-	(483)
Gastos operativos con termoeléctricas	-	-	(178)	-	-	-	-	(178)
Gastos con seguridad, medio ambiente y salud	(29)	(17)	(7)	-	(1)	(105)	-	(159)
Provisión de cuentas incobrables	(1.505)	(24)	(1)	-	-	(60)	-	(1.590)
Gastos con PIDV	168	(40)	137	-	143	348	-	756
Incentivos, donaciones y subvenciones gubernamentales	13	31	170	9	-	-	-	223
Contratos de Ship/Take or Pay	2	152	1.183	-	19	-	-	1.356
Gastos/resarcimientos con operaciones en alianzas de E&P	863	-	-	-	-	-	-	863
Reembolso de gastos por la operación "Lava Jato"	-	-	-	-	-	154	-	154
Resultado con enajenación/baja de activos (*)	(601)	(408)	6.252	9	33	(16)	-	5.269
Ajustes por diferencias de conversión	-	-	-	-	-	(116)	-	(116)
Ganancias / Perdidas con Remediación - Participaciones Societarias	-	-	698	-	-	-	-	698
Otros	716	(201)	(504)	31	276	60	(19)	359
	(5.281)	(1.221)	6.797	47	249	(5.177)	(19)	(4.605)

* En 2018, incluye básicamente los resultados con desinversiones. En 2017, incluye básicamente áreas retornadas, proyectos cancelados y ganancias con desinversiones en NTS.

Otros Ingresos y Gastos, Netos, por Segmento de Negocio – 3T-2018

	R\$ millones							TOTAL
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIO-COMBUS T.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
Planes de pensión y salud (inactivos)	-	-	-	-	-	(1.352)	-	(1.352)
Acuerdo con Autoridades Americanas	-	-	-	-	-	(3.536)	-	(3.536)
Paradas no programadas y gastos pre-operativos	(1.412)	(26)	(122)	-	-	(3)	-	(1.563)
(Pérdidas)/ganancias con procesos judiciales, administrativos e arbitrales	(218)	(130)	(64)	(3)	1.210	(411)	-	384
(Pérdidas)/ganancias con derivados de Commodities	-	-	-	-	-	(172)	-	(172)
Participación en ganancia	(124)	(142)	(25)	(3)	(67)	(111)	-	(472)
Reversión/Pérdida por deterioro del valor de los activos - Impairment	(1.483)	(9)	(9)	-	-	-	-	(1.501)
Plan de carreras y remuneración	(546)	(205)	(41)	-	-	(348)	-	(1.140)
Relaciones institucionales y proyectos culturales	(1)	(1)	-	-	(55)	(148)	-	(205)
Gastos operativos con termoeléctricas	-	-	(73)	-	-	-	-	(73)
Gastos de Seguridad, Medio Ambiente y Salud	(15)	(7)	(1)	-	-	(23)	-	(46)
Provisión de cuentas incobrables	3	(242)	(1)	(1)	-	221	-	(20)
Gastos (Reversiones) con PIDV	2	-	1	-	-	(1)	-	2
Incentivos, donaciones y subvenciones gubernamentales	4	5	58	3	-	-	-	70
Contratos de Ship/Take or Pay	2	72	71	-	12	1	-	158
Gastos/resarcimientos con operaciones en alianzas de E&P	342	-	-	-	-	-	-	342
Reembolso de gastos por la operación "Lava Jato"	-	1	-	-	-	1.734	-	1.735
Resultado con enajenación/baja de activos (*)	(210)	(160)	(61)	-	16	165	-	(250)
Otros	(412)	(132)	221	5	46	236	(8)	(44)
	(4.068)	(976)	(46)	1	1.162	(3.748)	(8)	(7.683)

Otros Ingresos y Gastos, Netos, por Segmento de Negocio – 2T-2018

	R\$ millones							TOTAL
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIO-COMBUS T.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
Planes de pensión y salud (inactivos)	-	-	-	-	-	(1.351)	-	(1.351)
Acuerdo con Autoridades Americanas	-	-	-	-	-	-	-	-
Paradas no programadas y gastos pre-operativos	(881)	(24)	(90)	-	-	(2)	-	(997)
(Pérdidas)/ganancias con procesos judiciales, administrativos e arbitrales	(177)	(68)	(46)	(1)	(89)	(1.255)	-	(1.636)
(Pérdidas)/ganancias con derivados de Commodities	-	-	-	-	-	(1.252)	-	(1.252)
Participación en ganancia	(278)	(132)	(22)	-	-	(217)	-	(649)
Reversión/Pérdida por deterioro del valor de los activos - Impairment	1	240	(64)	-	-	-	-	177
Plan de carreras y remuneración	-	-	-	-	-	-	-	-
Relaciones institucionales y proyectos culturales	(1)	(2)	-	-	(31)	(138)	-	(172)
Gastos operativos con termoeléctricas	-	-	(90)	-	-	-	-	(90)
Gastos de Seguridad, Medio Ambiente y Salud	(16)	(13)	(1)	-	(1)	(25)	-	(56)
Provisión de cuentas incobrables	14	(54)	22	-	-	(40)	-	(58)
Gastos (Reversiones) con PIDV	1	2	-	-	6	2	-	11
Incentivos, donaciones y subvenciones gubernamentales	5	3	52	3	-	-	-	63
Contratos de Ship/Take or Pay	1	48	17	-	13	(14)	-	65
Gastos/resarcimientos con operaciones en alianzas de E&P	286	-	-	-	-	-	-	286
Reembolso de gastos por la operación "Lava Jato"	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado con enajenación/baja de activos (*)	(1.040)	1	(34)	-	9	(74)	-	(1.138)
Otros	101	(2)	139	5	20	79	(12)	330
	(1.984)	(1)	(117)	7	(73)	(4.287)	(12)	(6.467)

Activo Consolidado por Segmento de Negocio – 30.09.2018

	R\$ millones							TOTAL
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
Total de activos	507.532	182.698	60.041	676	20.799	112.414	(17.404)	866.756
Activo corriente	15.673	55.040	8.166	220	10.870	77.645	(17.413)	150.201
Activo no corriente	491.859	127.658	51.875	456	9.929	34.769	9	716.555
Realizable a largo plazo	30.158	12.122	4.035	9	3.338	31.752	162	81.576
Inversiones	5.016	5.201	2.998	164	-	17	-	13.396
Propiedad, planta y equipo	448.659	109.665	43.911	283	5.841	2.522	(153)	610.728
Activos en operación	345.316	95.678	34.203	276	5.047	1.666	(153)	482.033
Activos en construcción	103.343	13.987	9.708	7	794	856	-	128.695
Activos Intangibles	8.026	670	931	-	750	478	-	10.855

Activo Consolidado por Segmento de Negocio – 31.12.2017

	R\$ millones							TOTAL
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIM.	
Total de activos	478.400	168.927	61.383	626	20.246	121.554	(19.621)	831.515
Activo corriente	25.056	41.912	5.992	213	9.795	90.878	(17.937)	155.909
Activo no corriente	453.344	127.015	55.391	413	10.451	30.676	(1.684)	675.606
Realizable a largo plazo	25.206	11.014	7.924	12	3.553	24.772	(1.526)	70.955
Inversiones	4.727	4.937	2.747	108	16	19	-	12.554
Propiedad, planta y equipo	418.421	110.488	43.767	293	6.158	5.388	(158)	584.357
Activos en operación	302.308	96.652	34.999	280	5.300	4.320	(158)	443.701
Activos en construcción	116.113	13.836	8.768	13	858	1.068	-	140.656
Activos Intangibles	4.990	576	953	-	724	497	-	7.740

Reconciliación del EBITDA Ajustado Consolidado por Segmento de Negocio – 9M-2018

	R\$ millones							TOTAL
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIM.	
Ganancia (pérdida) neta	35.448	11.596	310	(24)	1.528	(22.394)	(2.744)	23.720
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	15.734	-	15.734
Impuestos a las ganancias	18.123	5.313	21	(6)	792	(8.987)	(1.414)	13.842
Depreciación, agotamiento y amortización	24.499	5.781	1.732	13	343	352	-	32.720
EBITDA	78.070	22.690	2.063	(17)	2.663	(15.295)	(4.158)	86.016
Resultado de participación en inversiones	(266)	(1.284)	(269)	13	8	2	-	(1.796)
Reversión/Pérdida por deterioro del valor de los activos - impairment	1.482	(174)	74	-	-	-	-	1.382
Realización del ajustes por diferencias de conversión (CTA)	-	-	-	-	-	-	-	-
Efecto de diferencia de conversión sobre contingencias relevantes em moneda extranjera	-	-	-	-	-	1.962	-	1.962
Resultado con enajenación/baja de activos**	(1.834)	161	71	-	(26)	(245)	-	(1.873)
EBITDA ajustado*	77.452	21.393	1.939	(4)	2.645	(13.576)	(4.158)	85.691

Reconciliación del EBITDA Ajustado Consolidado por Segmento de Negocio – 9M-2017

	R\$ millones							TOTAL
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIM.	
Ganancia (pérdida) neta	15.669	10.091	6.570	(118)	1.211	(28.585)	911	5.749
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	24.001	-	24.001
Impuestos a las ganancias	7.940	4.583	3.235	(20)	624	(7.878)	469	8.953
Depreciación, agotamiento y amortización	23.482	5.810	1.924	12	382	423	-	32.033
EBITDA	47.091	20.484	11.729	(126)	2.217	(12.039)	1.380	70.736
Resultado de participación en inversiones	(257)	(1.197)	(290)	80	-	(1)	-	(1.665)
Reversión/Pérdida por deterioro del valor de los activos - impairment	-	112	239	-	-	-	-	351
Realización del ajustes por diferencias de conversión (CTA)	-	-	-	-	-	116	-	116
Efecto de diferencia de conversión sobre contingencias relevantes em moneda extranjera	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado con enajenación/baja de activos**	601	408	(6.950)	(9)	(33)	16	-	(5.967)
EBITDA ajustado*	47.435	19.807	4.728	(55)	2.184	(11.908)	1.380	63.571

Reconciliación del EBITDA Ajustado Consolidado por Segmento de Negocio – 3T-2018

	R\$ millones							TOTAL
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIM.	
Ganancia (pérdida) neta	12.330	3.565	(706)	14	993	(8.912)	(380)	6.904
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	5.841	-	5.841
Impuestos a las ganancias	6.220	1.561	(456)	(3)	516	(2.394)	(195)	5.249
Depreciación, agotamiento y amortización	7.947	1.932	597	3	106	115	-	10.700
EBITDA	26.497	7.058	(565)	14	1.615	(5.350)	(575)	28.694
Resultado de participación en inversiones	(253)	(537)	(179)	(19)	8	5	-	(975)
Reversión/Pérdida por deterioro del valor de los activos - impairment	1.483	9	9	-	-	-	-	1.501
Realización del ajustes por diferencias de conversión (CTA)	-	-	-	-	-	-	-	-
Efecto de diferencia de conversión sobre contingencias relevantes em moneda extranjera	-	-	-	-	-	386	-	386
Resultado con enajenación/baja de activos**	210	160	61	-	(16)	(165)	-	250
EBITDA ajustado*	27.937	6.690	(674)	(5)	1.607	(5.124)	(575)	29.856

Reconciliación del EBITDA Ajustado Consolidado por Segmento de Negocio – 2T-2018

	R\$ millones							TOTAL
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIM.	
Ganancia (pérdida) neta	11.587	5.080	419	(27)	177	(5.842)	(1.703)	9.691
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	2.647	-	2.647
Impuestos a las ganancias	5.963	2.459	208	(1)	92	(3.206)	(877)	4.638
Depreciación, agotamiento y amortización	8.279	1.852	587	6	118	121	-	10.963
EBITDA	25.829	9.391	1.214	(22)	387	(6.280)	(2.580)	27.939
Resultado de participación en inversiones	(12)	(307)	(15)	27	-	(3)	-	(310)
Reversión/Pérdida por deterioro del valor de los activos - impairment	(1)	(240)	64	-	-	-	-	(177)
Realización del ajustes acumulados de conversión - CTA	-	-	-	-	-	-	-	-
Efecto de diferencia de conversión sobre contingencias relevantes em moneda extranjera	-	-	-	-	-	1.477	-	1.477
Resultado con enajenación/baja de activos**	1.040	(1)	34	-	(9)	74	-	1.138
EBITDA ajustado*	26.856	8.843	1.297	5	378	(4.732)	(2.580)	30.067

* Véase definición del EBITDA Ajustado en el Glosario.

** Incluye las cuentas de resultado con enajenaciones y bajas de activos y ganancias / pérdidas con remediación – participaciones societarias.

Glosario

ACL – Ambiente de contratación libre en el sistema eléctrico.

ACR – Ambiente de contratación regulada en el sistema eléctrico.

Apalancamiento – Índice que mensura la relación entre el Endeudamiento Neto y del Patrimonio Neto. Esta métrica no está prevista en las normas internacionales de contabilidad – IFRS y es posible que no sea comparable con índices similares reportados por otras compañías.

ANP – Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles.

Carga de referencia o capacidad instalada de procesamiento primario – Carga máxima sostenible de petróleo alcanzada en las unidades de destilación al final del período, respetando los límites de proyecto de los equipos y los requisitos de seguridad, medio ambiente y calidad de los productos. Es menor que la capacidad autorizada por la ANP (inclusive autorizaciones temporarias) y órganos ambientales.

Carga fresca procesada – Volúmenes por día de petróleo procesado en Brasil para cálculo del factor de utilización del parque de refinación.

Carga procesada – Volúmenes por día de la carga procesada de petróleo y LGN en Brasil.

Carga total procesada – Volúmenes de petróleo procesado en el extranjero en las unidades de destilación atmosférica de las refinerías, sumados a los volúmenes de productos intermediarios comprados de terceros y utilizados como carga en otras unidades de la refinería.

CTA – *Cumulative translation adjustment* – El montante acumulado de diferencias cambiarias reconocido en el patrimonio neto debe ser transferido para demostraciones del resultado en momento de enajenación de la inversión.

Disponibilidades ajustadas – Suma de las disponibilidades y títulos federales e inversiones financieras en el exterior en *time deposits* de instituciones financieras de primera línea con vencimientos superiores a 3 meses a partir de la fecha de aplicación, considerándose la expectativa de realización de esas inversiones a corto plazo. Las disponibilidades ajustadas no fueron calculadas según las normas internacionales de contabilidad y no deben ser consideradas aisladamente ni en reemplazo de efectivo y equivalentes al efectivo determinados en IFRS. Las disponibilidades ajustadas no deben ser base de comparación con las de otras empresas, sin embargo, la Administración cree que son una información complementaria para evaluar la liquidez y auxilia en la gestión del apalancamiento.

EBITDA Ajustado – Suma del EBITDA, participación en inversiones, *impairment* y ajustes por diferencias de conversión – CTA y el resultado con enajenación y baja de activos, efecto de diferencia de conversión sobre contingencias relevantes en moneda extranjera y remensación en las participaciones societarias. Este índice no está previsto en las normas internacionales de contabilidad – IFRS y es posible que no sea comparable con índices similares reportados por otras compañías. La Administración cree que es una información complementaria para evaluar la liquidez y auxilia en la gestión de rentabilidad. El EBITDA Ajustado debe ser considerado en conjunto con otras medidas para una mejor comprensión de la performance de la Compañía.

Efecto del costo promedio en el costo de productos vendidos – Debido al período de permanencia de productos en estoque, de 60 días en media, el comportamiento de las cotizaciones internacionales de petróleo y derivados, así como de cambio de las importaciones y participaciones gubernamentales y otros efectos en la formación del costo, no influncian integralmente el costo de ventas en el período, llegando a ocurrir por completo apenas en el período subsecuente.

Endeudamiento neto – Endeudamiento bruto sin las disponibilidades ajustadas. No fue calculado según las normas internacionales de contabilidad – IFRS y no debe considerarse aisladamente o en sustitución al endeudamiento total de largo plazo, calculado de acuerdo con el IFRS. El cálculo del endeudamiento neto no debe ser base de comparación con el endeudamiento neto de otras empresas. La Administración cree que la deuda neta es una información suplementaria para evaluar nuestra liquidez y para la gestión del apalancamiento.

Entidades Estructuradas Consolidadas – Entidades que han sido designadas para que los derechos de voto o similares no sean el factor determinante para decidir quién controla la entidad. Petrobras no tiene participación accionaria en determinadas entidades estructuradas que se consolidan en los estados financieros de la Compañía, pero el control es determinado por el poder que tiene sobre sus actividades operativas pertinentes. Como no hay participación accionaria, el resultado que proviene de ciertas entidades estructuradas consolidadas es atribuible a los accionistas no controlantes en el estado del resultado, y así no es considerado en el resultado atribuible a los accionistas de Petrobras.

Factor de utilización de la refinación (%) – Relación entre la carga fresca procesada y la carga de referencia.

Flujo de Caja libre – Generación operativa de efectivo menos las inversiones en segmentos de negocio. El flujo de efectivo libre no fue calculado según las normas internacionales de contabilidad – IFRS y no debe considerarse aisladamente o en sustitución al efectivo y equivalentes al efectivo calculados de acuerdo con el IFRS.

El cálculo del flujo de efectivo libre no debe ser base de comparación con el flujo de efectivo libre de otras empresas. La Administración cree que el flujo de efectivo libre es una información suplementaria para los inversores a evaluar nuestra liquidez y para la gestión del apalancamiento.

FCO – Efectivo neto generado (utilizado) en las actividades operativas (Flujo de Caja Operativo).

GLP – Gas licuado de petróleo.

GNL – Gas natural licuado.

Indicadores operativos – Indicadores que se usan para la gestión de los negocios. No son revisados por los auditores independientes.

ICP – Interés sobre el Capital Propio.

LGN – Fluidos de gas natural.

Lifting-Cost – Indicador de costo de extracción de petróleo y gas natural.

LTM EBITDA Ajustado – Suma de los últimos 12 meses (*Last Twelve Months*) del EBITDA ajustado. Este índice no está prevista en las normas internacionales de contabilidad – IFRS y es posible que no sea comparable con índices similares reportados por otras compañías, mientras la administración crea que esta sea una información suplementar para evaluación de la liquidez y auxilia la gestión del apalancamiento. El EBITA Ajustado debe ser considerado en conjunto con otros índices para una mejor comprensión de la liquidez de la compañía.

LTM FCO – Sumatorio de los últimos 12 meses (*Last Twelve Months*) del FCO.

Ganancia (pérdida) neta por acción – Calculada con base en el promedio ponderado por la cantidad de acciones.

Margen Bruta – Ganancia (pérdida) Bruta dividida por los ingresos de ventas.

Margen Neta – Ganancia (pérdida) Neta dividida por los ingresos de ventas.

Margen operativa – Ganancia Operativa calculada con base en la ganancia (pérdida) operativa, excluyéndose del cálculo la baja de gastos adicionales indebidos capitalizados dividido por los ingresos de ventas.

Margen del EBITDA ajustado – El margen del EBITDA ajustado es igual al EBITDA ajustado dividido por los ingresos de ventas.

Pasivo total neto – Pasivo total neto de las disponibilidades ajustadas.

PCE – Pérdidas con ingresos esperados.

PLD (Precios de liquidación de las diferencias) – Precios de energía eléctrica en el mercado *spot* calculados por semana y ponderados por nivel de carga libre (baja, media y pesada), el número de horas y la capacidad del mercado en cuestión.

PRD – Programa de Regularización de Débitos no Tributarios.

Precio de venta del petróleo en el país – Promedio de los precios internos de transferencia de la Exploración & Producción para el Abastecimiento.

Producción de gas natural en Brasil – Producción de gas natural en Brasil excluyéndose gas licuado e incluyéndose gas reinyectado.

PRT – Programa de Regularización Tributaria.

Combustible de aviación – Queroseno de aviación.

Resultado por área de negocio – Resultados de los diferentes segmentos de negocio de la Compañía. Petrobras es una Compañía que opera de forma integrada, cuya mayor parte de la producción de petróleo y gas natural es transferida del área de Exploración y Producción a otros segmentos de negocio de la Compañía. En la determinación de los resultados por área de negocio se consideran las transacciones realizadas con terceros y entre empresas del Sistema Petrobras, además de las transferencias entre segmentos de negocio valoradas por precios internos definidos a través de metodologías fundamentadas en parámetros de mercado. El 28 de abril de 2016, la Asamblea General Extraordinaria aprobó los ajustes estatutarios de acuerdo con la nueva estructura organizativa de la Compañía y su nuevo modelo de gestión y de gobierno, con el fin de alinear la organización a la nueva realidad del sector de petróleo y gas y priorizar la rentabilidad y la disciplina de capital.

En el 30 de septiembre del 2018, la presentación de informaciones por segmentos refleja la estructura de evaluación de la alta dirección en relación a los desempeños y la asignación de recursos de los negocios.

