

INFORME AL MERCADO FINANCIERO

RESULTADOS CONSOLIDADOS DEL 1º SEMESTRE DEL 2018

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

Rio de Janeiro, 3 de Agosto del 2018

Resultado

Petrobras presentó ganancia neta de R\$ 17.033 millones en el 1S-2018, con crecimiento del 257% y el mejor resultado semestral desde el 2011, determinado por:

- Aumento de las cotizaciones del *Brent*, que resultaran en mayores márgenes en las exportaciones de petróleo y en las ventas de derivados en Brasil, asociado a depreciación del real;
- Reducción de los gastos con interés debido a la disminución del endeudamiento;
- Menores gastos generales y administrativos y con ociosidad de equipos; y
- Por otro lado, las mayores cotizaciones del *Brent* acarreó en mayores gastos con participaciones gubernamentales.

La generación operativa y los ingresos de efectivo de US\$ 4.914 millones con las desinversiones propiciaran amortización y pre-pagos de deudas, resultando en una disminución expresiva del 16% en el endeudamiento bruto, que alcanzó US\$ 91.712 millones y del 13% en el endeudamiento neto, que alcanzó US\$ 73.662 millones.

El Flujo de Caja Libre* permaneció positivo por el décimo tercer trimestre consecutivo, alcanzando R\$ 29.366 millones en el 1S-2018, el 29% superior al primero semestre del año anterior, principalmente debido a la mayor generación operativa, aliado a menor realización de inversiones en el período.

Siguiendo la Política de Remuneración a los Accionistas y considerando la ganancia apurada en el trimestre y la meta de desapalancamiento financiero, fue aprobada la anticipación de Interés sobre el Capital Propio, en el valor de R\$ 0,05 por acción, igualmente para acciones preferenciales y ordinarias, adoptando los mismos valores distribuidos en el 1T-2018, de R\$ 652,2 millones. Con esto, las anticipaciones de Interés sobre el Capital Propio totalizan R\$ 1.304,4 millones en el semestre.

Métrica – Endeudamiento Neto / EBITDA Ajustado

El EBITDA Ajustado* aumento el 26% en relación al 1S-2017, para R\$ 55.835 millones, debido al aumento de los márgenes de ventas de derivados en el mercado de Brasil y de las exportaciones de petróleo, ambos impulsados por el aumento de las cotizaciones del *Brent* y por la depreciación del real. El margen del EBITDA Ajustado fue del 35%.

El índice deuda neta sobre LTM EBITDA Ajustado* redujo para 3,23 en junio del 2018, comparado a 3,67 en diciembre del 2017. Ya el apalancamiento* redujo del 51% para 50% en este período.

Excluyendo la provisión para el acuerdo de la *Class Action*, la compañía presentaría el índice Endeudamiento Neto / LTM EBITDA Ajustado del 2,86, en trayectoria convergente para la meta de 2,5 hasta el final del año del 2018.

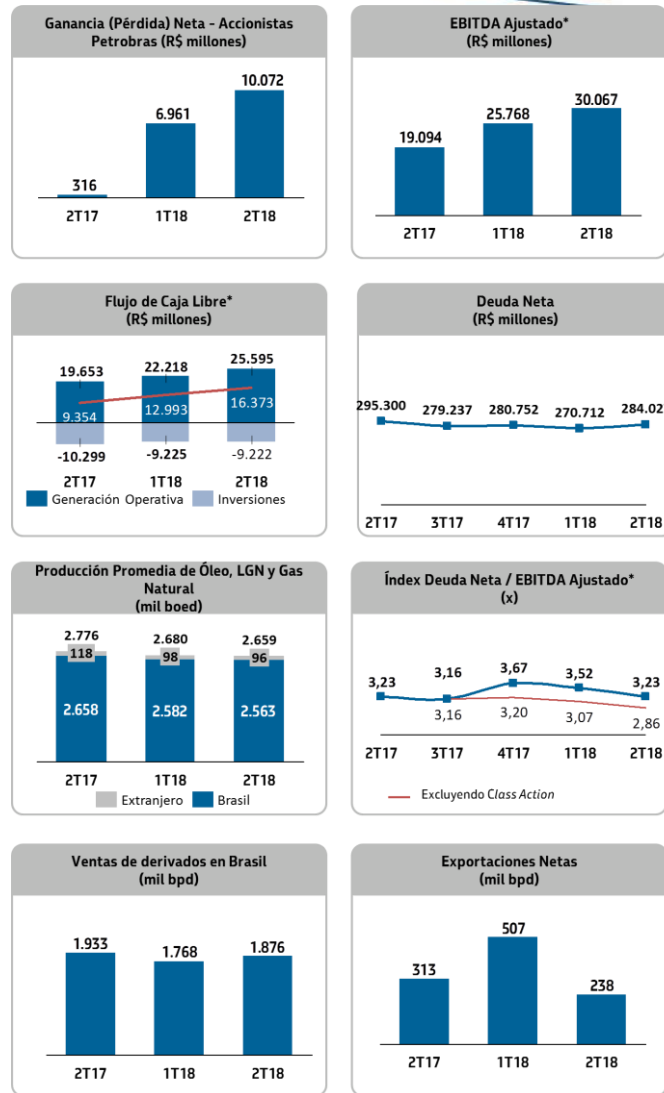
Destacques operativos

La producción total de petróleo y gas natural de Petrobras en el 1S-2018 fue de 2.669 mil barriles de óleo equivalente por día (boed), siendo 2.572 mil boed en Brasil, el 4% inferior en relación al 1S-2017, reflejando, principalmente, las desinversiones en los campos de *Lapa* y *Roncador*. En este trimestre entró en operación el primero sistema de producción en la área de *Cessão Onerosa*, en el campo de *Búzios*, con la P-74, y un nuevo sistema de producción en la *Bacia de Campos*, en el campo de *Tartaruga Verde*. Adicionalmente, se destaca la ampliación del portfolio exploratorio, por la adquisición de áreas de gran potencial, en las rodadas de ANP.

En comparación al 1S-2017, la producción de derivados en Brasil cayó el 3%, mientras las ventas en Brasil redujeran el 6%, totalizando 1.759 mil barriles por día (bpd) y 1.823 mil bpd, respectivamente, debido a la reducción de las ventas de nafta para Braskem y a la pérdida de participación del mercado de gasolina para el etanol. En relación al 1T-2018, hubo recuperación del market share del diésel y gasolina, resultando en aumento en el volumen de ventas, con destaque para el diésel, que creció el 15%.

La compañía mantuvo su posición de exportadora neta, con saldo de 372 mil bpd en el 1S-2018 (vs. 401 mil bpd en el 1S-2017).

* Véase las definiciones del Flujo de Caja Libre, EBITDA Ajustado, LTM EBITDA Ajustado, Margen EBITDA Ajustado, Apalancamiento 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.



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 / 99471 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						
	Primer semestre de			2T-2018	1T-2018	2T18 X 1T18 (%)	2T-2017
	2018	2017	2018 x 2017 (%)				
Ingresos de ventas	158.856	135.361	17	84.395	74.461	13	66.996
Ganancia bruta	58.396	45.155	29	31.623	26.773	18	21.369
Gastos operativos	(23.915)	(15.895)	(50)	(14.957)	(8.958)	(67)	(6.379)
Ganancia (pérdida) operativa	34.481	29.260	18	16.666	17.815	(6)	14.990
Resultado financiero neto	(9.893)	(16.590)	40	(2.647)	(7.246)	63	(8.835)
Ganancia (pérdida) neta consolidada atribuible a los accionistas de Petrobras	17.033	4.765	257	10.072	6.961	45	316
Ganancia (pérdida) básica y diluida por acción	1,31	0,37	254	0,78	0,54	44	0,02
Valor de mercado (Controlante)	240.831	167.538	44	240.831	293.795	(18)	167.538
EBITDA ajustado*	55.835	44.348	26	30.067	25.768	17	19.094
Margen EBITDA ajustado*	35	33	2	36	35	1	29
Margen bruto* (%)	37	33	4	37	36	1	32
Margen operativo* (%)	22	22	-	20	24	(4)	22
Margen neto* (%)	11	4	7	12	9	3	-
Inversiones totales*	21.259	22.994	(8)	11.311	9.948	14	11.452
Exploración & Producción	18.660	18.303	2	9.717	8.943	9	9.089
Abastecimiento	1.519	1.864	(19)	930	588	58	1.057
Gas y Energía	593	2.450	(76)	381	212	80	1.116
Distribución	195	148	32	111	84	32	77
Biocombustible	31	33	(6)	11	20	(45)	15
Corporativo	261	196	33	161	101	59	98
Dólar promedio de venta (R\$/US\$)	3,42	3,18	8	3,61	3,24	11	3,22
Dólar final de venta (R\$/US\$)	3,86	3,31	17	3,86	3,32	16	3,31
Variación - Dólar final de venta (%)	16,6	1,5	15	16,0	0,5	16	4,4
Precios de los derivados básicos - Mercado Interno (R\$/bbl)	274,91	223,55	23	292,33	255,61	14	219,48
Petróleo Brent (R\$/bbl)	242,34	164,52	47	268,17	216,51	24	159,97
Petróleo Brent (US\$/bbl)	70,55	51,81	36	74,35	66,76	11	49,83
Precio de venta - Brasil							
Petróleo (US\$/bbl)	65,00	48,98	33	67,78	62,27	9	47,25
Gas natural (US\$/bbl)	40,09	37,61	7	40,08	40,10	-	38,90
Precio de venta - Internacional							
Petróleo (US\$/bbl)	63,07	45,03	40	65,87	60,18	9	43,77
Gas natural (US\$/bbl)	25,70	19,94	29	26,40	25,01	6	20,17
Volumen total de ventas (Mbb/d)**							
Diésel	717	712	1	766	668	15	721
Gasolina	472	536	(12)	475	468	1	533
Oleo combustible	42	53	(21)	35	49	(29)	50
Nafta	94	145	(35)	91	97	(6)	125
GLP	228	231	(1)	238	218	9	238
Combustible de aviación	106	99	7	104	107	(3)	96
Otros	164	167	(2)	167	161	4	170
Total de derivados	1.823	1.943	(6)	1.876	1.768	6	1.933
Alcoholes, nitrogenados renovables y otros	64	105	(39)	65	63	3	112
Gas natural	345	335	3	349	340	3	350
Total mercado interno	2.232	2.383	(6)	2.290	2.171	5	2.395
Exportación de petróleo, derivados y otros	639	720	(11)	591	688	(14)	659
Ventas internacionales	243	239	2	215	269	(20)	237
Total mercado internacional	882	959	(8)	806	957	(16)	896
Total general	3.114	3.342	(7)	3.096	3.128	(1)	3.291

* 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.

** Los datos operativos no son auditados por el auditor independiente.

Resultados del 1S-2018 x 1S-2017*:

La ganancia neta del 1S-2018 fue 3,6 veces el del mismo periodo del año anterior, alcanzando R\$ 17,1 mil millones. Este resultado fue posible debido a los mayores márgenes de exportación de petróleo, principalmente por el aumento del *Brent*, y de la venta de derivados en Brasil, que más que compensaran la disminución en el volumen de ventas de derivados (principalmente gasolina y nafta) y en la exportación de petróleo.

El aumento de los gastos operativos, ocasionados por mayores gastos de ventas, del resultado negativo con el *hedge* de óleo, de la menor ganancia con desinversiones y de la diferencia de conversión sobre el saldo de provisión de la *Class Action*, fueron compensados por la reducción en la ociosidad de equipos, por la disminución en los gastos tributarios y por la mejoría del resultado financiero, reflejando la ganancia con la renegociación de las deudas del *Sistema Eletrobras* y de los menores gastos con financiaciones.

El EBITA Ajustado y el Flujo de Caja Libre aumentaran, respectivamente, 26% y 29% como resultado del aumento en los márgenes de ventas de derivados en Brasil y de exportación de petróleo. Además, la menor realización de inversiones en el período contribuyeran para el aumento del Flujo de Caja Libre.

Resultados del 2T-2018 x 1T-2018**:

La ganancia neta de R\$ 10.072 millones, comparado a ganancia de R\$ 6.961 millones en el 1T-2018, reflejando el aumento del *market-share* de diésel y gasolina, debido a reducción de importaciones por terceros, resultando en crecimiento del 6% en las ventas del mercado interno, con destaque para el diésel, que creció el 15%. Hubo también mayores márgenes en las exportaciones de petróleo, debido al aumento del *Brent* y en la venta de derivados, debido a realización de inventarios formados a precios más bajos.

El aumento de los gastos operativos, debido al resultado negativo con el *hedge* de óleo, a los ajustes de precios relacionados al *closing* de la enajenación del campo de Roncador y a la diferencia de conversión sobre el saldo de provisión de la *Class Action*, fueron compensados por la mejoría del resultado financiero, reflejando la ganancia con la renegociación de las deudas del *Sistema Eletrobras* y de la reducción de los gastos con financiaciones. Vale resaltar también la manutención de los gastos administrativos y de ventas.

El EBITDA Ajustado totalizo R\$ 30.067 millones, un aumento del 17% en comparación a R\$ 25.768 millones en el 1T-2018, debido a los mayores márgenes de ventas.

El Flujo de Caja Libre alcanzo R\$ 16.373 millones, un crecimiento del 26%, reflejando el aumento de la generación operativa de efectivo debido a los mayores márgenes de exportación de petróleo y en las ventas de derivados en Brasil, asociados a menor realización de inversiones en el período.

* Informaciones adicionales sobre el resultado de las operaciones del 1S-2018 x 1S-2017, véase ítem 6.

** Informaciones adicionales sobre el resultado de las operaciones del 2T-2018 x 1T-2018, véase ítem 7.

RESULTADO POR ÁREA DE NEGOCIOS

Tabla 02 - Principales Indicadores de Exploración & Producción

	R\$ millones						
	Primer semestre de			2T-2018	1T-2018	2T18 X 1T18 (%)	2T-2017
	2018	2017	2018 x 2017 (%)				
Ingresos de ventas	88.958	65.055	37	48.250	40.708	19	31.804
Brasil	87.173	63.598	37	47.294	39.879	19	31.109
En el extranjero	1.785	1.457	23	956	829	15	695
Ganancia bruta	37.455	22.269	68	20.835	16.620	25	10.448
Brasil	36.618	21.794	68	20.415	16.203	26	10.265
En el extranjero	837	475	76	420	417	1	183
Gastos operativos	(2.447)	(5.248)	53	(3.297)	850	(488)	(3.315)
Brasil	(2.171)	(4.205)	48	(3.188)	1.017	(413)	(2.395)
En el extranjero	(276)	(1.043)	74	(109)	(167)	35	(920)
Ganancia (pérdida) operativa	35.008	17.021	106	17.538	17.470	-	7.133
Brasil	34.447	17.589	96	17.227	17.220	-	7.871
En el extranjero	561	(568)	199	311	250	24	(738)
Ganancia (pérdida)- Accionistas de Petrobras	23.128	11.371	103	11.592	11.536	-	4.871
Brasil	22.735	11.598	96	11.366	11.369	-	5.243
En el extranjero	393	(227)	273	226	167	35	(372)
EBITDA ajustado del segmento*	49.515	32.844	51	26.856	22.659	19	15.014
Brasil	48.348	32.810	47	26.211	22.137	18	15.447
En el extranjero	1.167	34	3332	645	522	24	(433)
Margen del EBITDA del segmento (%)*	56	50	5	56	56	-	47
Inversiones del segmento	18.660	18.303	2	9.717	8.943	9	9.089
Petróleo Brent medio (R\$/bbl)	242,34	164,52	47	268,17	216,51	24	159,97
Petróleo Brent medio (US\$/bbl)	70,55	51,81	36	74,35	66,76	11	49,83
Precio de venta - Brasil							
Petróleo (US\$/bbl)	65,00	48,98	33	67,78	62,27	9	47,25
Precio de venta - En el extranjero							
Petróleo (US\$/bbl)	63,07	45,03	40	65,87	60,18	9	43,77
Gas natural (US\$/bbl)	25,70	19,94	29	26,40	25,01	6	20,17
Producción Petróleo y LGN (mil barriles/día)**	2.134	2.237	(5)	2.122	2.146	(1)	2.225
Brasil	2.074	2.171	(4)	2.063	2.085	(1)	2.160
En el extranjero	39	42	(7)	38	40	(5)	42
Producción en el extranjero no consolidada	21	24	(13)	21	21	-	23
Producción Gas natural (mil barriles/día)**	535	554	(3)	537	534	1	551
Brasil	498	500	-	500	497	1	498
En el extranjero	37	54	(31)	37	37	-	53
Producción total	2.669	2.791	(4)	2.659	2.680	(1)	2.776
Lifting cost - Brasil (US\$/barril)							
sin participación gubernamental	11,10	11,02	1	10,68	11,51	(7)	11,21
con participación gubernamental	24,01	19,54	23	24,43	23,58	4	18,71
Lifting cost - Brasil (R\$/barril)							
sin participación gubernamental	38,04	34,87	9	38,94	37,15	5	36,09
con participación gubernamental	84,45	62,03	36	92,68	76,26	22	61,34
Lifting cost - En el extranjero sin participación gubernamental (US\$/barril)	5,40	5,12	5	5,87	4,91	20	5,67
Participaciones Gubernamentales - Brasil	18.881	11.603	63	10.914	7.967	37	5.401
Royalties	8.365	5.969	40	4.658	3.707	26	2.847
Participación Especial	10.426	5.540	88	6.211	4.215	47	2.507
Retención de área	90	94	(4)	45	45	-	47
Participaciones Gubernamentales - En el extranjero	36	46	(22)	19	17	12	15

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

** Los datos operativos no son auditados por el auditor independiente.

EXPLORACIÓN & PRODUCCIÓN

1S-2018 x 1S-2017

2T-2018 x 1T-2018

Resultado

El crecimiento de la ganancia bruta refleja el aumento de las cotizaciones del *Brent* y depreciación del real, parcialmente compensados por la reducción de la producción y por mayores gastos con participaciones gubernamentales.

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, lara* y *Carcará* y la menor ociosidad de equipos.

El aumento de la ganancia bruta refleja el aumento de las cotizaciones del *Brent* y depreciación del real, parcialmente compensados por mayores gastos con participaciones gubernamentales.

La ganancia operativa se quedó estable, mientras el crecimiento de la ganancia bruta, debido a los ajustes de precios relacionados al closing de la enajenación del campo de *Roncador* y al resultado ocurrido en el 1T-2018 con la cesión de derechos de las áreas de *Lapa, lara* y *Carcará*.

Desempeño operativo

Producción

La producción de petróleo, LGN y gas natural redujo en comparación al mismo periodo del año anterior, principalmente, debido a las desinversiones realizadas en los campos de *Lapa* y *Roncador*, al declino natural de la producción, al término de los Testes de Larga Duración en el campo de *Itapú*, en la *Bacia de Santos* y a la interrupción de la producción del campo de *Hadrian South*, en los EE. UU.

La producción de petróleo, LGN y gas natural en el 2T-2018 disminuyó en comparación al 1T-2018, principalmente, debido a paradas de manutención en el segundo trimestre del 2018 y la cesión de 25% de participación en el campo de *Roncador*, eventos que fueron parcialmente compensados por la entrada en producción de la plataforma P-74, en abril, en el campo de *Búzios*.

Lifting Cost

El indicador en dólar estadounidense aumentó, principalmente, debido a reducción de la producción y por mayores gastos con intervenciones en pozos.

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

El indicador en dólar estadounidense redujó debido a la apreciación de la moneda sobre los gastos en reales, así como por menores gastos con intervenciones en pozos.

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

Tabla 03 - Principales Indicadores del Abastecimiento

	R\$ millones						
	Primer semestre de			2T-2018	1T-2018	2T18 X 1T18 (%)	2T-2017
	2018	2017	2018 x 2017 (%)				
Ingresos de ventas	120.760	105.230	15	65.431	55.329	18	51.301
Brasil (incluye operaciones de trading en el extranjero)	125.193	107.645	16	67.793	57.400	18	52.747
En el extranjero	5.356	2.840	89	2.998	2.358	27	1.877
Eliminaciones	(9.789)	(5.255)	(86)	(5.360)	(4.429)	(21)	(3.323)
Ganancia bruta	15.357	14.017	10	9.185	6.172	49	6.639
Brasil	15.218	14.117	8	9.016	6.202	45	6.690
En el extranjero	139	(100)	239	169	(30)	663	(51)
Gastos operativos	(4.321)	(4.119)	(5)	(1.953)	(2.368)	18	(1.997)
Brasil	(4.279)	(4.031)	(6)	(1.936)	(2.343)	17	(1.967)
En el extranjero	(42)	(88)	52	(17)	(25)	32	(30)
Ganancia (pérdida) operativa	11.036	9.898	11	7.232	3.804	90	4.642
Brasil	10.939	10.086	8	7.080	3.859	83	4.723
En el extranjero	97	(188)	152	152	(55)	376	(81)
Ganancia (pérdida) - Accionistas de Petrobras	8.315	7.530	10	5.259	3.056	72	3.470
Brasil	8.251	7.654	8	5.159	3.092	67	3.523
En el extranjero	64	(124)	152	100	(36)	378	(53)
EBITDA ajustado del segmento*	14.703	13.953	5	8.843	5.860	51	6.730
Brasil	14.506	14.048	3	8.640	5.866	47	6.760
En el extranjero	197	(95)	307	203	(6)	3483	(30)
Margen del EBITDA del segmento (%)*	12	13	(1)	14	11	3	13
Inversiones del segmento	1.519	1.864	(19)	930	588	58	1.057
Precio derivados básicos - Mercado interno (R\$/bbl)	274,91	223,55	23	292,33	255,61	14	219,48
Importaciones (mil barriles/día)**	266	316	(16)	353	179	97	341
Importación del petróleo	131	116	13	180	82	120	139
Importación del diésel	25	5	-	50	-	-	10
Importación de gasolina	5	10	(50)	7	3	133	7
Importación de otros derivados	105	185	(43)	116	94	23	185
Exportaciones (mil barriles/día)**	638	717	(11)	591	686	(14)	654
Exportación del petróleo	462	548	(16)	429	496	(14)	487
Exportación de derivados	176	169	4	162	190	(15)	167
Exportaciones (importaciones), netas	372	401	(7)	238	507	(53)	313
Indicadores Operativos - Brasil (mil barriles/día)**							
Producción de derivados	1.759	1.805	(3)	1.841	1.679	10	1.798
Carga de referencia	2.176	2.176	-	2.176	2.176	-	2.176
Factor de utilización de la refinación (%)	76	77	(1)	81	72	9	78
Carga fresca procesada (sin LGN)	1.661	1.686	(1)	1.752	1.569	12	1.691
Carga procesada	1.717	1.735	(1)	1.810	1.623	12	1.745
Participación del petróleo nacional en la carga procesada (%)	94	94	-	93	94	(1)	93
Indicadores Operativos del Refino - En el extranjero (mil barriles/día)**							
Carga total procesada	110	84	31	110	109	1	112
Producción de derivados	106	86	23	110	102	8	113
Carga de referencia	100	100	-	100	100	-	100
Factor de utilización de la refinación (%)	102	79	23	103	101	2	102
Costo de la refinación - Brasil							
Costo de la refinación (US\$/barril)	2,64	2,95	(11)	2,36	2,96	(20)	2,86
Costo de la refinación (R\$/barril)	9,05	9,38	(4)	8,57	9,58	(11)	9,28
Costo de la refinación - En el extranjero (US\$/barril)	4,51	4,53	-	4,46	4,55	(2)	4,18
Volumen de Ventas (incluye ventas para BR Distribuidora y terceros)**							
Diésel	648	656	(1)	709	586	21	663
Gasolina	408	465	(12)	419	396	6	462
Oleo combustible	42	57	(26)	35	50	(30)	57
Nafta	94	145	(35)	91	97	(6)	125
GLP	228	231	(1)	238	217	9	239
Combustible de aviación	120	112	7	118	122	(4)	109
Otros	181	183	(1)	181	179	1	181
Total de derivados mercado interno (mil barriles/día)	1.720	1.849	(7)	1.791	1.648	9	1.836

* 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.

** Los datos operativos no son auditados por el auditor independiente.

ABASTECIMIENTO

1S-2018 x 1S-2017

2T-2018 x 1T-2018

Resultado

El aumento de la ganancia operativa resultó de mayores márgenes de comercialización de derivados debido a realización de inventarios formados a precios más bajos. Por otro lado, hubo menores volúmenes de ventas.

El aumento de la ganancia operativa se debe a un mayor margen de comercialización de derivados debido a realización de inventarios formados a precios más bajos. Además, hubo aumento de los volúmenes de ventas y del *market share* del diésel y gasolina. Los gastos operativos fueron menores debido a reversión de *impairment* en el *closing* de la enajenación de *Petroquímica Suape*.

Desempeño operativo

Balanza comercial

Hubo reducción en las exportaciones netas de petróleo debido a la menor producción.

La exportación neta de derivados se debe a pérdida de participación de mercado de la gasolina para el etanol y por la reducción de ventas de nafta para Braskem.

La exportación neta de petróleo disminuyó debido, principalmente, al aumento de la carga procesada en las refinerías. Hubo también aumento de la importación de petróleo, debido a la mayor carga procesada y al volumen importado para procesamiento en el próximo trimestre.

Hubo importación de derivados, ocasionada por el aumento de las ventas en el mercado interno, principalmente diésel y gasolina.

Indicadores operativos del refino

La carga procesada en las refinerías fue inferior, principalmente debido a pérdida de participación de la gasolina para el alcohol hidratado.

La carga procesada en las refinerías fue superior, principalmente debido a la reducción de las importaciones por terceros.

Costo de Refinación

La reducción del indicador ocurrió debido a las medidas de optimización de gastos.

El indicador redujo debido al aumento de la carga procesada.

Tabla 04 - Principales Indicadores del Gas y Energía

	R\$ millones						
	Primer semestre de			2T-2018	1T-2018	2T18 X 1T18 (%)	2T-2017
	2018	2017	2018 x 2017 (%)				
Ingresos de ventas	19.596	16.971	15	10.398	9.198	13	9.268
Brasil	19.519	16.921	15	10.347	9.172	13	9.240
En el extranjero	77	50	54	51	26	96	28
Ganancia bruta	6.121	4.984	23	2.756	3.365	(18)	2.541
Brasil	6.118	4.981	23	2.757	3.361	(18)	2.545
En el extranjero	3	3	-	(1)	4	(125)	(4)
Gastos operativos	(4.718)	3.561	(232)	(2.144)	(2.574)	17	4.449
Brasil	(4.697)	3.596	(231)	(2.133)	(2.564)	17	4.475
En el extranjero	(21)	(35)	40	(11)	(10)	(10)	(26)
Ganancia (pérdida) operativa	1.403	8.545	(84)	612	791	(23)	6.990
Brasil	1.420	8.577	(83)	623	797	(22)	7.020
En el extranjero	(17)	(32)	47	(11)	(6)	(83)	(30)
Ganancia (pérdida) - Accionistas de Petrobras	752	5.624	(87)	271	481	(44)	4.603
Brasil	796	5.602	(86)	298	498	(40)	4.599
En el extranjero	(44)	22	(300)	(27)	(17)	(59)	4
EBITDA ajustado del segmento*	2.613	3.139	(17)	1.297	1.316	(1)	883
Brasil	2.627	3.149	(17)	1.307	1.320	(1)	893
En el extranjero	(14)	(10)	-	(10)	(4)	(150)	(10)
Margen del EBITDA del segmento (%)*	13	18	(5)	12	14	(2)	10
Inversiones del segmento	593	2.450	(76)	381	212	80	1.116
Indicadores físicos y financieros - Brasil**							
Ventas de electricidad (ACL) - MW promedio	888	778	14	873	903	(3)	797
Ventas de electricidad (ACR) - MW promedio	2.788	3.058	(9)	2.788	2.788	-	3.058
Generación de electricidad - MW promedio	2.108	2.351	(10)	2.248	1.966	14	2.682
Precio de liquidación de las diferencias (PLD) - R\$/MWh	237	221	7	288	186	55	286
Disponibilidad de gas natural brasileño (mil barriles/día)	321	334	(4)	318	324	(2)	338
Importaciones de gas natural licuado (mil barriles/día)	22	17	29	29	14	107	21
Importaciones de gas natural (mil barriles/día)***	141	132	7	143	140	2	146

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

** Los datos operativos no son auditados por el auditor independiente.

*** 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

1S-2018 x 1S-2017

2T-2018 x 1T-2018

Resultado

Precios de venta de gas ligeramente superiores impactaran positivamente la ganancia bruta, mientras la ganancia operativa presento reducción debido a mayores gastos con ventas debido al pago de tarifas para uso de gasoductos de la malla de sudeste, de provisión para pérdidas con créditos dudosos relativos al fornecimiento de gas natural para el segmento termoeléctrico en la región norte, además de ganancia con la venta de NTS en el 2T-2017.

A pesar de mayores volúmenes y precios de ventas de gas natural, la ganancia bruta presento reducción debido a mayores gastos con la importación de GNL, debido al aumento de demanda del segmento termoeléctrico y a la menor entrega de gas en Brasil.

La disminución de la ganancia operativa se llevó a cabo por provisión para pérdidas con créditos dudosos relativos al fornecimiento de gas natural para el segmento termoeléctrico en la región norte.

Desempeño operativo

Indicadores físicos y financieros

Aumento de importaciones de gas natural boliviano y GNL en función de menor disponibilidad de gas nacional.

Hubo aumento de las ventas en el Ambiente de Contratación Libre (ACL) debido a oportunidad en el mercado de corto plazo. La reducción del volumen en el ambiente de contratación regulada (ACR) es consecuencia de la terminación de contratos.

El volumen de generación de energía presentó pequeña disminución en relación al año anterior, en virtud del mayor costo de adquisición del gas.

Mayor importación de gas natural boliviano y GNL debido a mayor demanda del segmento termoeléctrico y menor disponibilidad del gas nacional.

La variación negativa de las ventas en el ACL se debe a reducción de demanda prevista en contratos con terceros y menor realización de ventas adicionales.

El aumento de la generación de energía refleja un escenario hidrológico desfavorable en el 2T-2018, lo que ocasionó aumentos en los Precios de Liquidación de Diferencias (PLD) y en el despacho termoeléctrico.

Tabla 05 - Principales Indicadores de Distribución

	R\$ millones						
	Primer semestre de			2T-2018	1T-2018	2T18 X 1T18 (%)	2T-2017
	2018	2017	2018 x 2017 (%)				
Ingresos de ventas	48.090	41.239	17	24.674	23.416	5	20.327
Brasil	45.562	39.098	17	23.321	22.241	5	19.258
En el extranjero	2.528	2.141	18	1.353	1.175	15	1.069
Ganancia bruta	2.944	2.869	3	1.373	1.571	(13)	1.326
Brasil	2.758	2.690	3	1.278	1.480	(14)	1.238
En el extranjero	186	179	4	95	91	4	88
Gastos operativos	(2.133)	(1.952)	(9)	(1.104)	(1.029)	(7)	(967)
Brasil	(2.007)	(1.867)	(7)	(1.038)	(969)	(7)	(935)
En el extranjero	(126)	(85)	(48)	(66)	(60)	(10)	(32)
Ganancia (pérdida) operativa	811	917	(12)	269	542	(50)	359
Brasil	751	824	(9)	240	511	(53)	304
En el extranjero	60	93	(35)	29	31	(6)	55
Ganancia (pérdida) - Accionistas de Petrobras	393	604	(35)	122	271	(55)	235
Brasil	353	542	(35)	102	251	(59)	198
En el extranjero	40	62	(35)	20	20	-	37
EBITDA ajustado del segmento*	1.038	1.138	(9)	378	660	(43)	459
Brasil	953	1.043	(9)	337	616	(45)	414
En el extranjero	85	95	(11)	41	44	(7)	45
Margen del EBITDA del segmento (%)*	2	3	(1)	2	3	-	2
Inversiones del segmento	195	148	32	111	84	32	77
Volumen de ventas - Brasil (mil barriles/día)**							
Diésel	290	290	-	292	288	2	295
Gasolina	168	190	(13)	165	170	(3)	191
Oleo combustible	31	42	(26)	25	38	(35)	39
Combustible de aviación	53	50	5	51	54	(5)	48
Otros	77	86	(10)	79	75	5	87
Total de derivados mercado interno	619	659	(6)	612	625	(2)	659

* 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.

** Los datos operativos no son auditados por el auditor independiente.



DISTRIBUCIÓN

1S-2018 x 1S-2017

2T-2018 x 1T-2018

Resultado

El aumento de la ganancia bruta refleja el aumento en los márgenes promedios de comercialización, atenuados por menores volúmenes de ventas. La ganancia operativa presentó reducción debido, principalmente, el impacto de reversiones, en el 2017, de provisión para indemnizaciones del PIDV, debido a abandonos ocurridos en el período, asociado al registro de provisión, en el 2018, de la reapertura del programa.

La disminución de la ganancia bruta se debe a reducción de los márgenes de comercialización debido, principalmente, a las pérdidas de inventarios apuradas por la disminución en el precio del diésel, debido a la huelga de los camioneros.

Liquidez y Recursos de Capital

Tabla 06 - Liquidez y Recursos de Capital

	R\$ millones				
	Primer semestre de		2T-2018	1T-2018	2T-2017
	2018	2017			
Disponibilidades ajustadas* al inicio del período	80.731	71.664	70.267	80.731	63.783
Títulos públicos federales y time deposits con vencimientos superiores a 3 meses al inicio del período	(6.237)	(2.556)	(3.905)	(6.237)	(2.909)
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del período	74.494	69.108	66.362	74.494	60.874
Efectivo neto generado en las actividades operativas	47.813	42.878	25.595	22.218	19.653
Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión	666	(11.311)	28	638	(3.049)
Inversiones en segmentos de negocio	(18.447)	(20.156)	(9.222)	(9.225)	(10.299)
Ingresos por la venta de activos (desinversiones)	16.880	9.455	9.378	7.502	7.582
Inversiones en valores mobiliarios	2.233	(610)	(128)	2.361	(332)
(=) Flujo de efectivo las actividades operativas y de inversión	48.479	31.567	25.623	22.856	16.604
Financiaciones y préstamos, netos	(64.806)	(23.487)	(34.199)	(30.607)	(2.257)
Captaciones	27.231	43.988	7.973	19.258	30.960
Amortizaciones	(92.037)	(67.475)	(42.172)	(49.865)	(33.217)
Dividendos pagados a los accionistas no controlantes	(903)	(410)	(903)	-	(410)
Participación de accionistas no controlantes	(23)	(142)	(144)	121	(12)
Efecto de las diferencias de cambio sobre efectivo y equivalentes al efectivo	8.295	1.334	8.797	(502)	3.171
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	65.536	77.970	65.536	66.362	77.970
Títulos públicos federales y time deposits con vencimientos superiores a 3 meses al final del período	4.060	3.317	4.060	3.905	3.317
Disponibilidades ajustadas* al final del período	69.596	81.287	69.596	70.267	81.287
Reconciliación del Flujo de Caja Libre					
Efectivo neto generado en las actividades operativas	47.813	42.878	25.595	22.218	19.653
Inversiones en segmentos de negocio	(18.447)	(20.156)	(9.222)	(9.225)	(10.299)
Flujo de Caja Libre*	29.366	22.722	16.373	12.993	9.354

En 31 de junio del 2018, el saldo de efectivo y equivalentes al efectivo fue de R\$ 65.536 millones y las disponibilidades ajustadas totalizaron R\$ 69.596 millones. Los recursos proporcionados por una generación operativa de efectivo de R\$ 47.813 millones, captaciones de R\$ 27.231 millones e ingresos por la venta de activos del R\$ 16.880 millones fueron destinadas al pre-pago de deudas, pagos de interés y principal debidos en el período y financiación de las inversiones en áreas de negocio.

La generación operativa de efectivo fue de R\$ 47.813 millones, el 12% superior al 1S-2017, debido al aumento de los márgenes de exportación de petróleo y de venta de derivados en el mercado de Brasil, compensados, parcialmente, por la disminución de los volúmenes.

Las inversiones en los negocios de la Compañía fueron del R\$ 18.447 millones en el 1S-2017, un retroceso del 8% con relación al mismo periodo del año anterior; con el 89% de las inversiones en el área de exploración y producción.

Los factores citados arriba resultaron en Flujo de Efectivo Libre* positivo por el décimo tercer trimestre consecutivo, de R\$ 16.373 millones en el 2T-2018 y R\$ 29.366 millones en el 1S-2018, el 29% superior al primer semestre del año anterior.

De enero a junio del 2018, la compañía elevó R\$ 27.231 millones, con destaque para: (i) ofertas de bonos en el mercado internacional de capitales (*Global Notes*), con vencimientos en el 2029, en el valor de R\$ 6.359 millones (US\$ 1.962 millones); (ii) captaciones en el mercado bancario brasileño e internacional, con vencimientos de aproximadamente 6,5 años en promedio, en el valor total de R\$ 17.038 millones; y (iii) captación de R\$ 3.549 millones en financiaciones con agencias de crédito a exportación.

Adicionalmente, la compañía liquidó diversos préstamos y financiaciones, con destaque para: (i) recompra y/o rescate anticipado de R\$ 41.228 millones (US\$ 11.760 millones) de títulos en el mercado de capitales internacional, con vencimientos entre el 2019 y 2043, con pago de premio neto a los detentores de títulos que entregaran sus papeles en la operación en el valor de R\$ 1.154 millones; (ii) pre-pago de R\$ 31.809 millones de préstamos en el mercado bancario brasileño e internacional; y (iii) pre-pago de R\$ 2.385 millones de financiaciones con el BNDES.

Las amortizaciones de capital principal e interés en el 1S-2018 fueron, respectivamente, de R\$ 81.506 millones y R\$ 10.531 millones y sumaron R\$ 92.037 millones y el flujo nominal (visión caja) del capital principal e intereses de las financiaciones, por vencimiento, se presentan en R\$ millones, a continuación:

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

Vencimiento	Consolidado							
	2018	2019	2020	2021	2022	2023 y adelante	30.06.2018	31.12.2017
Principal	4.572	10.403	25.361	32.404	51.324	233.384	357.448	365.632
Interés	10.479	20.553	19.771	18.351	16.356	128.096	213.606	200.887
Total	15.051	30.956	45.132	50.755	67.680	361.480	571.054	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 junio del 2018, el endeudamiento bruto en reales retrocedió el 2%, principalmente debido a la amortización de deudas, el endeudamiento neto aumentó el 1% debido a la depreciación del real frente al dólar estadounidense y el plazo medio de vencimiento de la deuda se quedó en 9,11 años (8,62 años en el 31 de diciembre del 2017). La tasa promedio de financiacines aumentó del 6,1% en diciembre 2017 para 6,2% en junio 2018.

Los endeudamientos de corto y largo plazo incluyen Arrendamientos Mercantiles Financieros en la suma de R\$ 87 millones y de R\$ 666 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 3,23 en junio de 2018, debido, principalmente, a los ingresos de desinversiones y el flujo de caja libre positivo.

Tabla 08 - Endeudamiento consolidado en reales

	R\$ millones		
	30.06.2018	31.12.2017	Δ%
Endeudamiento corto plazo	15.353	23.244	(34)
Endeudamiento largo plazo	338.270	338.239	-
Total	353.623	361.483	(2)
Efectivo y equivalentes al efectivo	65.536	74.494	(12)
Títulos públicos federales y time deposits (vencimiento superior a 3 meses)	4.060	6.237	(35)
Disponibilidades ajustadas*	69.596	80.731	(14)
Endeudamiento neto*	284.027	280.752	1
Endeudamiento neto/(endeudamiento neto + patrimonio neto) - Apalancamiento	50%	51%	(1)
Pasivo total neto*	780.686	750.784	4
(Capital de terceros neto / pasivo total neto)	63%	64%	(1)
Índice de endeudamiento neto/EBITDA ajustado*	3,23	3,67	(12)
Índice de cobertura de interés (% a.a.)	6,2	6,1	1
Índice de endeudamiento neto/FCO*	3,11	3,25	(4)

Tabla 09 - Endeudamiento consolidado en dólares

	U.S.\$ millones		
	30.06.2018	31.12.2017	Δ%
Endeudamiento corto plazo	3.982	7.026	(43)
Endeudamiento largo plazo	87.730	102.249	(14)
Total	91.712	109.275	(16)
Endeudamiento neto*	73.662	84.871	(13)
Plazo promedio del endeudamiento (años)	9,11	8,62	0,49

Tabla 10 - Endeudamiento por tipo, moneda y vencimiento

	R\$ millones		
	30.06.2018	31.12.2017	Δ%
Informaciones resumidas sobre financiacines			
Por tipo			
Referenciado al tipo variable	179.529	176.943	1
Indexado a tipo fijo	173.341	183.781	(6)
Total	352.870	360.724	(2)
Por moneda			
Reales	66.396	71.129	(7)
Dólares Estadunidenses	263.624	263.614	-
Euro	13.593	17.773	(24)
Otras monedas	9.257	8.208	13
Total	352.870	360.724	(2)
Por vencimiento			
2018	10.203	23.160	(56)
2019	10.007	21.423	(53)
2020	24.811	31.896	(22)
2021	31.838	42.168	(24)
2022	50.998	59.594	(14)
2023 y adelante	225.013	182.483	23
Total	352.870	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 FCO

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 cambiarias 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						
	Primer semestre de			2T-2018	1T-2018	2T18 X 1T18 (%)	2T-2017
	2018	2017	2018 X 2017 (%)				
Ganancia (pérdida) neta	16.816	5.099	230	9.691	7.125	36	292
Resultado financiero neto	9.893	16.590	(40)	2.647	7.246	(63)	8.835
Impuestos a las ganancias	8.593	8.798	(2)	4.638	3.955	17	6.478
Depreciación, agotamiento y amortización	22.020	21.148	4	10.963	11.057	(1)	10.382
EBITDA	57.322	51.635	11	27.939	29.383	(5)	25.987
Resultado de participaciones en inversiones	(821)	(1.227)	33	(310)	(511)	39	(615)
Reversión/Pérdida por deterioro del valor de los activos - impairment	(119)	207	(157)	(177)	58	(405)	228
Realización de diferencias de conversión (CTA)	-	116	(100)	-	-	-	-
Resultado con enajenación/baja de activos	(2.123)	(6.383)	67	1.138	(3.261)	135	(6.506)
Efecto de variación cambiaria sobre contingencias relevantes en moneda extranjera	1.576	-	-	1.477	99	1.392	-
EBITDA ajustado	55.835	44.348	26	30.067	25.768	17	19.094
Impuestos a las Ganancias y Contribución Social	(8.593)	(8.798)	2	(4.638)	(3.955)	(17)	(6.478)
Pérdidas com cuentas incobrables	1.483	1.458	2	1.040	443	135	1.464
Variación de cuentas por receber	(5.034)	383	(1.414)	(6.844)	1.810	(478)	(1.130)
Variación de Inventarios	(6.526)	823	(893)	(5.384)	(1.142)	(371)	(391)
Variación proveedores	1.046	(2.381)	144	2.403	(1.357)	277	909
Variación de impuestos a la ganancia y contribución social diferidos	1.164	5.399	(78)	531	633	(16)	3.905
Variación de impuestos, tasas y contribuciones	2.575	3.278	(21)	2.111	464	355	3.242
Variación en otros activos y pasivos	5.863	(1.632)	459	6.309	(446)	1.515	(962)
Recursos generados por las actividades operativas (FCO)	47.813	42.878	12	25.595	22.218	15	19.653
Margen del EBITDA ajustado (%)	35	33	2	36	35	1	29

* 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 FCO

Tabla 12 – Reconciliación del FCO

	R\$ millones	
	LTM (últimos 12 meses)	
	30.06.2018	31.12.2017
Ganancia (pérdida) neta	12.094	377
Resultado financiero neto	24.902	31.599
Impuestos a las ganancias	5.592	5.797
Depreciación, agotamiento y amortización	43.350	42.478
EBITDA	85.938	80.251
Resultado de participaciones en inversiones	(1.743)	(2.149)
Reversión/Pérdida por deterioro de los activos - impairment	3.536	3.862
Realización de diferencias de conversión (CTA)	-	116
Resultado con enajenación/baja de activos	(1.263)	(5.523)
Efecto de variación cambiaria sobre contingencias relevantes en moneda extranjera	1.576	-
EBITDA ajustado	88.044	76.557
Impuestos a las Ganancias y Contribución Social	(5.592)	(5.797)
Pérdidas com cuentas incobrables	2.296	2.271
Variación de cuentas por receber	(8.557)	(3.140)
Variación de Inventarios	(8.479)	(1.130)
Variación proveedores	3.267	(160)
Variación de impuestos a la ganancia y contribución social diferidos	(2.783)	1.452
Variación de impuestos, tasas y contribuciones	6.208	6.911
Variación en otros activos y pasivos	16.998	9.503
Recursos generados por las actividades operativas (FCO)	91.402	86.467

INFORMACIONES ADICIONALES

3. Hedge Flujo de Efectivo sobre Exportaciones

Tabla 13 – Hedge Flujo de Efectivo sobre Exportaciones

	R\$ millones						
	Primer semestre de			2T-2018	1T-2018	2T18 X 1T18 (%)	2T-2017
	2018	2017	2018 x 2017 (%)				
Variación Monetaria y Cambiaria Total	(30.575)	(3.237)	(844)	(29.640)	(935)	(3.070)	(8.388)
Variación Cambiaria Diferida registrada en el Patrimonio Neto	31.688	2.282	1.288	30.590	1.099	2.684	7.741
Reclasificación del Patrimonio Neto para el Resultado	(5.507)	(4.806)	(15)	(2.847)	(2.661)	(7)	(2.371)
Variación Monetaria y Cambiaria, Netas	(4.394)	(5.761)	24	(1.897)	(2.497)	24	(3.018)

La reclasificación de gastos de diferencia de cambio del patrimonio neto para el resultado en el acumulado del 1S-2018 totalizó R\$ 5.507 millones, representando un aumento del 15% 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 2T-2018 (R\$ 2.847 millones) en relación al trimestre anterior (R\$ 2.661 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 30.06. 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	(6.623)	(11.528)	(10.135)	(9.653)	(10.534)	(6.218)	(3.216)	1.662	(56.245)

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 30.06.2018, 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	
	30.06.2018	31.12.2017
Activo	47.409	44.013
Pasivo	(292.906)	(261.358)
Contabilización de Hedge	226.068	193.189
Cross Currency Swap	6.616	5.813
Non Delivery Forward (NDF)	12.159	-
Total	(654)	(18.343)

Tabla 16 – Segregación de Activos y Pasivos por moneda

POR MONEDA	R\$ millones	
	30.06.2018	31.12.2017
Real/ Dólar	(2.428)	(4.208)
Real/ Euro	(13)	(76)
Real/ Libra	(76)	(69)
Dólar/ Yen	(390)	(316)
Dólar/ Euro	1.685	(14.172)
Dólar/ Libra*	568	498
Total	(654)	(18.343)

Tabla 17 – Variación Monetaria y Cambiaria

Variación Monetaria y Cambiaria	R\$ millones						
	Primer semestre de			2T-2018	1T-2018	2T18 X 1T18 (%)	2T-2017
	2018	2017	2018 x 2017 (%)				
Variación Cambiaria Dólar x Euro	125	(1.468)	109	482	(357)	235	(1.171)
Variación Cambiaria Real x Dólar	877	46	1807	704	174	305	245
Variación Cambiaria Dólar x Libra	(125)	(181)	31	(282)	157	(280)	(117)
Reclasificación de la contabilización del hedge del Patrimonio Neto para el Resultado	(5.507)	(4.806)	(15)	(2.847)	(2.661)	(7)	(2.371)
Variación Cambiaria Real x Euro	(5)	(55)	91	(4)	(1)	(300)	(54)
Otros	241	703	(66)	50	191	(74)	450
Variación Monetaria y Cambiaria, Netas	(4.394)	(5.761)	24	(1.897)	(2.497)	24	(3.018)

INFORMACIONES ADICIONALES

5. Ítems especiales

Tabla 18 – Ítems especiales

Primer semestre de		R\$ millones				
2018	2017	Ítem del Resultado	2T-2018	1T-2018	2T-2017	
2.123	6.383	Ganancia/(Pérdidas) con enajenación y baja de activos	Otros ingresos (gastos)	(1.138)	3.261	6.506
2.068	-	Renegociación con Eletrobras	Diversos	2.068	-	-
(1.576)	-	Efecto de variación cambiaria sobre contingencias relevantes en moneda extranjera	Otros ingresos (gastos)	(1.477)	(99)	-
140	(182)	Impairment de activos e inversiones	Diversos	204	(64)	(140)
-	(116)	Ajustes por Diferencia de Conversión - CTA	Otros ingresos (gastos)	-	-	-
-	(4.331)	Efectos del PRT y PERT em el IR/CSLL	Diversos	-	-	(4.331)
(1.375)	(72)	Pérdidas con cuentas a cobrar del sector eléctrico	Gastos de ventas	(967)	(408)	(181)
(261)	96	(Pérdidas)/Ganancias con contingencias judiciales	Otros ingresos (gastos)	-	(261)	741
(125)	(129)	Programas de Amnistías Provinciales	Gastos por Impuestos	(45)	(80)	(129)
(12)	669	PIDV	Otros ingresos (gastos)	11	(23)	394
286	-	Ingresos con multa contractual por no concretización de la venta de Liquigas	Otros ingresos (gastos)	-	286	-
1	89	Resarcimiento de valores - Operación Lava Jato	Otros ingresos (gastos)	-	1	89
-	(818)	Buque de perforación Vitória 10.000	Otros ingresos (gastos)	-	-	(818)
-	(3.972)	Programa de Regularización de Debitos Federales	Diversos	-	-	(3.972)
1.269	(2.383)	Total		(1.344)	2.613	(1.841)

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

119	(207)	Pérdida por deterioro del valor de los activos - Impairment	177	(58)	(228)
21	25	Resultado de participaciones en inversiones	27	(6)	88
140	(182)	Impairment de activos e inversiones	204	(64)	(140)

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

7. Resultado de las operaciones del 1S-2018 x 1S-2017:

Ingresos de ventas de R\$ 158.856 millones, R\$ 23.495 millones superior al mismo periodo del 2017 (R\$ 135.361), debido a:

- aumento de ingresos en el mercado de Brasil (R\$ 13.649 millones), reflejando:
 - ✓ mayor precio medio de derivados, con destaque para el diésel (R\$ 7.533 millones), gasolina (R\$ 4.691 millones) y GLP (R\$ 2.308 millones), reflejando las revisiones de precios, y otros derivados (R\$ 3.771 millones) acompañando el aumento de las cotizaciones internacionales y depreciación del real brasileño frente al dólar estadounidense;
 - ✓ mayores ingresos con gas natural (R\$ 1.455 millones), reflejando los precios más elevados;
 - ✓ menor volumen de ventas de derivados en el mercado de Brasil (R\$ 4.600 millones), con destaque para:
 - gasolina (R\$ 3.191 millones), reflejando la pérdida de participación para el etanol; y
 - nafta (R\$ 1.579 millones), debido a reducción de ventas para Braskem..
- aumento de ingresos con exportaciones de petróleo y derivados (R\$ 6.497 millones), debido a los mayores precios, acompañando la elevación de las cotizaciones internacionales y la depreciación del real brasileño frente al dólar estadounidense, compensados en parte por reducción del volumen de petróleo exportado; y
- aumento de ingresos con actividades en el extranjero (R\$ 3.602 millones), reflejando la elevación de las cotizaciones internacionales.

Costo de los productos vendidos de R\$ 100.460 millones, R\$ 10.524 millones superior al mismo periodo del 2017 (R\$ 90.206 millones), reflejando:

- mayores gastos con participaciones gubernamentales y con importaciones de petróleo, influenciados por el aumento de las cotizaciones internacionales de las *commodities*;
- aumento de los costos asociados a actividades en el extranjero, reflejando el aumento de las cotizaciones internacionales; y
- menores gastos con importaciones de derivados, con destaque para la nafta y gasolina, debido a reducción del volumen de ventas de derivados en el mercado de Brasil.

Gastos de ventas de R\$ 8.876 millones, el 41% superior, influenciado por el aumento de los gastos logísticos por pago de tarifa por utilización de los gasoductos a partir de la venta de NTS en abril/2017 (R\$ 1.074 millones) y por mayores pérdidas esperadas en ingresos referente al sector eléctrico (R\$ 1.303 millones).

Gastos generales y administrativos de R\$ 4.348 millones, el 4% inferior, reflejando los menores gastos con servicios administrativos prestados por terceros.

Costos exploratorios para extracción de petróleo y gas natural de R\$ 1.026 millones, el 14% superior, decurrentes de mayores provisiones referentes a penalidades contractuales de contenido local (R\$ 204 millones), compensados parcialmente por menores gastos con proyectos sin viabilidad económica (R\$ 92 millones).

Gastos tributarios de R\$ 840 millones, R\$ 2.520 millones inferiores, decurrentes, principalmente, de los efectos de la adhesión a los *Programas de Regularização de Tributos Federais* en el 2T-2017 (R\$ 2.298 millones).

Otros gastos operativos de R\$ 7.737 millones, R\$ 7.794 millones superiores a otros ingresos operativos en el 1S-2017, con destaque para:

- ganancia apurada en la venta de participación en la *Nova Transportadora do Sudeste* (NTS) en el 1S-2017 en el valor de R\$ 6.977 millones;
- pérdida con variación negativa en el valor de mercado de las opciones de venta contratadas para protección del precio de parte de la producción de óleo (R\$ 1.957 millones).
- mayores provisiones para pérdidas y contingencias con procesos judiciales (R\$ 1.745 millones), con destaque para diferencia de conversión negativa sobre la exposición pasiva de la *Class Action* (R\$ 1.576 millones);
- ganancia neta por enajenación y baja de activos en el monto de R\$ 2.123 millones en el 1S-2018, debido, principalmente, por la venta de *Lapa, Iara* y *Carcará* (R\$ 3.223 millones), compensados, parcialmente, por gasto con ajuste de precio final de venta del 25% del campo de *Roncador* (R\$ 801 millones); y
- menores gastos con ociosidad de equipos (R\$ 811 millones).

Gastos financieros neto negativo de R\$ 9.893 millones, R\$ 6.697 millones inferiores al 1S-2017, debido a:

- disminución de R\$ 5.330 millones en los gastos financieros netos, con destaque para:
 - ✓ reconocimiento de ganancia decurrente de renegociación de deudas del *Sistema Eletrobras* (R\$ 2.068 millones);
 - ✓ encargos decurrentes de la adhesión a los *Programas de Regularização de Tributos Federais* en el 1S-2017 (R\$ 1.674 millones); y
 - ✓ reducción de gastos con interés debido a los pre-pagos de deuda (R\$ 1.241 millones).
- variación monetaria y diferencia de conversión negativa menor en R\$ 1.367 millones, ocasionadas por:
 - ✓ diferencia cambiaria positiva de R\$ 125 millones debido a la apreciación del 2,7% del dólar estadounidense sobre la exposición pasiva neta en euro, comparada a diferencia cambiaria negativa de R\$ 1.468 millones debido a la depreciación del 8,2% sobre la exposición pasiva neta en euro en el 1S-2017 (R\$ 1.593 millones);
 - ✓ mayor depreciación del real brasileño sobre la exposición activa neta en dólar estadounidense, comparada al 1S-2017 (R\$ 832 millones);
 - ✓ diferencia de conversión negativa de R\$ 125 millones debido a la apreciación del 2,4% del dólar sobre la exposición activa neta en libra, comparada a diferencia de conversión negativa de R\$ 181 millones debido a la depreciación del 4,9% sobre la exposición pasiva neta en el 1S-2017 (R\$ 56 millones);
 - ✓ reducción de la exposición pasiva en real frente al euro, generando una diferencia de conversión positiva (R\$ 50 millones);

- ✓ 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\$ 702 millones); y
- ✓ mayores gastos con otras actualizaciones monetarias y diferencias de conversión (R\$ 462 millones).

Resultado positivo de participación en inversiones de R\$ 821 millones, el 33% inferior, reflejando, principalmente, el menor resultado en participaciones en el sector petroquímico.

Gastos con Impuestos a las ganancias y contribución social de R\$ 8.593 millones, el 2% inferior, debido al mejor resultado contabilizado en el periodo, compensados por el efecto de la adhesión a los *Programas de Regularização de Tributos Federais* en el 2T-2017 (véase nota explicativa 19.6 de las Informaciones Trimestrales).

Resultado negativo con accionistas no controladores de R\$ 217 millones, R\$ 551 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

6. Resultado de las operaciones del 2T-2018 x 1T-2018:

Ingresos de ventas de R\$ 84.395 millones, el 13% superior al 1T-2018, reflejando:

- Aumento de los ingresos en el mercado de Brasil (R\$ 8.754 millones), principalmente por:
 - ✓ mayores precios promedios de derivados (R\$ 4.589 millones), con destaque para las revisiones de los precios del diésel (R\$ 2.522 millones) y de la gasolina (R\$ 1.309 millones), en gran parte acompañando la oscilación de las cotizaciones internacionales;
 - ✓ mayor volumen con las ventas de derivados (R\$ 3.550 millones), con destaque para:
 - Diésel (R\$ 3.232 millones), debido a menores ventas por parte de los otros *players* y del efecto de la estacionalidad del consumo del diésel, por reducción de la actividad económica en el inicio del año;
 - GLP (R\$ 385 millones), con mayor consumo afectado por las temperaturas más bajas y por mayor actividad económica; y
 - ✓ mayores ingresos por la venta de gas natural (R\$ 602 millones), reflejando mayores volúmenes y precios en los mercados térmicos y no térmicos.
- mayores ingresos con exportaciones de petróleo y derivados (R\$ 853 millones), debido a los mayores precios de venta (R\$ 2.595 millones) afectados por el comportamiento de las cotizaciones internacionales y por la diferencia cambiaria negativa del real frente al dólar estadounidense, compensados, en parte, por los menores volúmenes exportados (R\$ 1.742 millones).

Costo de los productos vendidos de R\$ 52.772 millones, el 11% superior al 1T-2018, con destaque para los siguientes factores:

- mayores gastos con participaciones gubernamentales y con importaciones de petróleo, influenciados por el aumento de las cotizaciones internacionales de las *commodities* y por la diferencia cambiaria negativa del real frente al dólar estadounidense;
- mayores gastos con importación de diésel, reflejando su mayor participación en las ventas y los mayores costos de adquisición; y
- mayor importación de GNL, reflejando la mayor participación en el *mix* de ventas.

Gastos de ventas de R\$ 4.748 millones, el 15% superior al 1T-2018, debido a mayores pérdidas por cuentas a cobrar del sector eléctrico (R\$ 559 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\$ 584 millones, el 32% superior al 1T-2018, debido a mayores gastos con proyectos sin viabilidad económica (R\$ 180 millones).

Otros gastos operativos de R\$ 6.467 millones, R\$ 5.197 millones superiores al 1T-2018, con destaque para:

- pérdidas netas por enajenación y baja de activos de R\$ 1.138 millones en el 2T-2018, debido, principalmente, por gasto en el ajuste del precio final de la venta de 25% de participación en el campo de *Roncador* (R\$ 801 millones), en contrapartida a ganancia contabilizada en el 1T-2018 de R\$ 3.261 millones, básicamente referentes a las áreas de *Lapa*, *Iara* y *Carcará* (R\$ 3.223 millones);
- mayor gasto por diferencia de conversión sobre la exposición pasiva de la *Class Action* (R\$ 1.378 millones);
- mayores 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\$ 547 millones); y
- reversión de *impairment* de R\$ 177 millones en el 2T-2018, impactado, básicamente, pela variación en el precio de cierre de la operación de venta de Petroquímica Suape y Citepe, valor R\$ 235 millones superior al gasto reconocido en el 1T-2018 (R\$ 58 millones).

Resultado financiero neto negativo de R\$ 2.647 millones, R\$ 4.599 millones inferior al 1T-2018, debido a:

- disminución de R\$ 3.999 millones en los gastos financieros netos, con destaque para:
 - ✓ reconocimiento de ganancia decurrente de renegociación de deudas del *Sistema Eletrobras* (R\$ 2.068 millones);
 - ✓ ganancia con la recompra de títulos de deuda en el mercado de capitales, neto de costos, en el total de R\$ 265 millones, R\$ 1.611 millones superior en comparación a las pérdidas contabilizadas en el 2T-2018 (R\$ 1.346 millones);
- diferencias de cambio negativa, menor en R\$ 600 millones, ocasionada por:
 - ✓ diferencia de conversión positiva de R\$ 482 millones debido a apreciación del 5% del dólar estadounidense sobre la exposición pasiva neta en euro, comparada a diferencia de conversión negativa de R\$ 357 millones debido a la depreciación del 2,4% del dólar estadounidense sobre la exposición pasiva neta en euro en el 1T-2018 (R\$ 839 millones);
 - ✓ mayor depreciación del real sobre la exposición activa neta en dólar estadounidense, comparada al 1T-2018 (R\$ 530 millones);
 - ✓ menores ingresos con otras actualizaciones monetarias y diferencias de conversión (R\$ 141 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\$ 186 millones); y
- ✓ diferencia de conversión negativa de R\$ 282 millones debido a la apreciación del 5,9% del dólar estadounidense sobre la exposición activa neta en libra, comparada a diferencia de conversión positiva de R\$ 157 millones debido a la depreciación del 3,7% del dólar estadounidense sobre la exposición activa neta en libra en el 1T-2018 (R\$ 439 millones).

Gastos con impuesto a las ganancias y contribución social de R\$ 4.638 millones, R\$ 683 millones superiores al 1T-2018, debido, principalmente, al mejor resultado en el período (véase nota explicativa 19.6. de las Informaciones Trimestrales).

Resultado positivo con accionistas no controladores de R\$ 381 millones, R\$ 545 millones superiores al resultado negativo del 1T-2018, reflejando, principalmente, el efecto de la depreciación del real sobre el endeudamiento neto en dólar de las entidades estructuradas.

ESTADOS CONTABLES

Estado del Resultado - Consolidado

	R\$ millones				
	Primer semestre de		2T-2018	1T-2018	2T-2017
	2018	2017			
Ingresos de ventas	158.856	135.361	84.395	74.461	66.996
Costo de ventas	(100.460)	(90.206)	(52.772)	(47.688)	(45.627)
Ganancia bruta	58.396	45.155	31.623	26.773	21.369
Gastos de ventas	(8.876)	(6.279)	(4.748)	(4.128)	(3.889)
Gastos generales administrativos	(4.348)	(4.528)	(2.206)	(2.142)	(2.221)
Gastos de exploración	(1.026)	(899)	(584)	(442)	(603)
Gastos con investigación y desarrollo	(1.088)	(886)	(593)	(495)	(549)
Otros gastos por impuestos	(840)	(3.360)	(359)	(481)	(3.069)
Otros ingresos y gastos, netos	(7.737)	57	(6.467)	(1.270)	3.952
	(23.915)	(15.895)	(14.957)	(8.958)	(6.379)
Ganancia (pérdida) operativa	34.481	29.260	16.666	17.815	14.990
Ingresos financieros	5.697	1.984	4.596	1.101	1.051
Gastos financieros	(11.196)	(12.813)	(5.346)	(5.850)	(6.868)
Diferencias de Conversión	(4.394)	(5.761)	(1.897)	(2.497)	(3.018)
Resultado financiero neto	(9.893)	(16.590)	(2.647)	(7.246)	(8.835)
Resultado de participaciones en inversiones	821	1.227	310	511	615
Ganancia (pérdida) antes de los impuestos a las ganancias	25.409	13.897	14.329	11.080	6.770
Impuestos a las ganancias	(8.593)	(8.798)	(4.638)	(3.955)	(6.478)
Ganancia (pérdida) neta	16.816	5.099	9.691	7.125	292
Ganancia (pérdida) neta atribuible a:					
Accionistas de Petrobras	17.033	4.765	10.072	6.961	316
Accionistas no controlantes	(217)	334	(381)	164	(24)
	16.816	5.099	9.691	7.125	292

Balance General – Consolidado

ACTIVOS	R\$ millones	
	30.06.2018	31.12.2017
Activo corriente	144.255	155.909
Efectivo y equivalentes al efectivo	65.536	74.494
Inversiones Financieras	4.060	6.237
Cuentas por cobrar, netas	19.385	16.446
Inventarios	35.534	28.081
Activos por impuestos corrientes	9.006	8.062
Activos clasificados como mantenidos para la venta	1.542	17.592
Otros activos corrientes	9.192	4.997
Activo no corriente	706.027	675.606
Realizable a largo plazo	80.530	70.955
Cuentas por cobrar, netas	19.091	17.120
Inversiones Financieras	200	211
Depósitos judiciales	22.545	18.465
Impuestos diferidos	15.606	11.373
Impuestos y contribuciones	10.010	10.171
Adelanto a proveedores	3.074	3.413
Otros activos no corrientes	10.004	10.202
Inversiones	12.287	12.554
Propiedad, planta y equipo	605.484	584.357
Activos intangibles	7.726	7.740
Total de activos	850.282	831.515
PASIVOS		
	R\$ millones	
	30.06.2018	31.12.2017
Pasivo corriente	84.649	82.535
Proveedores	20.769	19.077
Financiaciones corrientes	15.353	23.244
Pasivos por impuestos corrientes	17.423	16.036
Sueldos y cargas sociales	6.013	4.331
Planes de pensión y salud	2.805	2.791
Provisión para procesos judiciales	12.398	7.463
Pasivos sobre activos clasificados como mantenidos para la venta	165	1.295
Otros pasivos corrientes	9.723	8.298
Pasivo no corriente	478.185	479.371
Financiaciones a largo plazo	338.270	338.239
Tajas y contribuciones	2.180	2.219
Impuestos diferidos	1.637	3.956
Planes de pensión y salud	71.522	69.421
Provisión para procesos judiciales	13.376	15.778
Provisión para desmantelamiento de áreas	47.335	46.785
Otros pasivos no corrientes	3.865	2.973
Patrimonio neto	287.448	269.609
Capital social desembolsado	205.432	205.432
Ganancias acumuladas y otras	76.707	58.553
Participación de los accionistas no controlantes	5.309	5.624
Total de pasivos y patrimonio neto	850.282	831.515

Estado de los Flujos de Efectivo Consolidado

	R\$ millones				
	Primer semestre de		2T-2018	1T-2018	2T-2017
	2018	2017			
Ganancia (pérdida) neta	16.816	5.099	9.691	7.125	292
(+) Ajustes:	30.997	37.779	15.904	15.093	19.361
Gastos actuariales con pensión y salud	3.882	4.352	1.939	1.943	2.175
Participación en inversiones	(821)	(1.227)	(310)	(511)	(615)
Depreciación, agotamiento y amortización	22.020	21.148	10.963	11.057	10.382
Pérdida por deterioro del valor de los activos - Impairment	(119)	207	(177)	58	228
Ajustes al valor de mercado de los inventarios	55	249	(5)	60	178
Pérdidas (reversión) con cuentas incobrables	1.483	1.458	1.040	443	1.464
Baja de pozos secos y/o no comerciales	232	324	206	26	300
Resultado con enajenación/baja de activos	(2.123)	(5.685)	1.138	(3.261)	(5.808)
Diferencias de cambio sobre financiaciones y otras	14.830	16.153	6.234	8.596	8.299
Impuestos sobre la renta y contribución social diferidos, netos	1.164	5.399	531	633	3.905
Revisión y actualización financiera de desmantelamiento de áreas	1.191	1.211	597	594	608
Reclasificación del ajuste por diferencias de conversión	-	185	-	-	-
Ganancias en la remediación - participaciones societaria	-	(698)	-	-	(698)
Variación en las cuentas por cobrar	(5.034)	383	(6.844)	1.810	(1.130)
Variación en los inventarios	(6.526)	823	(5.384)	(1.142)	(391)
Variación en los depósitos judiciales	(3.971)	(1.608)	(2.259)	(1.712)	(657)
Variación en los proveedores	1.046	(2.381)	2.403	(1.357)	909
Variación en impuestos y contribuciones por pagar	6.289	3.904	4.356	1.933	3.604
Variación en pensión y salud	(1.879)	(1.364)	(1.217)	(662)	(873)
Impuesto sobre la renta y contribución social pagados	(3.714)	(626)	(2.245)	(1.469)	(362)
Variación en otros activos y pasivos	2.992	(4.428)	4.938	(1.946)	(2.157)
(=) Efectivo neto generado (utilizado) en las actividades operativas	47.813	42.878	25.595	22.218	19.653
(-) Efectivo neto generado (utilizado) en las actividades de inversión	666	(11.311)	28	638	(3.049)
Inversiones en segmentos de negocio	(18.447)	(20.156)	(9.222)	(9.225)	(10.299)
Ingresos por la venta de activos (desinversiones)	16.880	9.455	9.378	7.502	7.582
Inversiones en valores mobiliarios	2.233	(610)	(128)	2.361	(332)
(=) Flujo de efectivo en las actividades operativas y de inversión	48.479	31.567	25.623	22.856	16.604
(-) Efectivo neto generado (utilizado) en las actividades de financiación	(65.732)	(24.039)	(35.246)	(30.486)	(2.679)
Captaciones	27.231	43.988	7.973	19.258	30.960
Amortizaciones de principal	(81.506)	(55.345)	(37.645)	(43.861)	(26.339)
Amortizaciones de intereses	(10.531)	(12.130)	(4.527)	(6.004)	(6.878)
Dividendos pagados a los accionistas no controlantes	(903)	(410)	(903)	-	(410)
Participación de accionistas no controlantes	(23)	(142)	(144)	121	(12)
Efecto de variación cambiaria sobre efectivo y equivalentes al efectivo	8.295	1.334	8.797	(502)	3.171
(=) Aumento (disminución) netos en efectivo y equivalentes al efectivo en el periodo	(8.958)	8.862	(826)	(8.132)	17.096
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del periodo	74.494	69.108	66.362	74.494	60.874
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	65.536	77.970	65.536	66.362	77.970

INFORMACIONES CONTABLES POR ÁREA DE NEGOCIO

Estado Consolidado del Resultado por Segmento de Negocio – 1S-2018

	R\$ millones							TOTAL
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIO-COMBUS T.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
Ingresos de ventas	88.958	120.760	19.596	434	48.090	-	(118.982)	158.856
Intersegmentos	85.377	26.816	5.762	403	624	-	(118.982)	-
Terceros	3.581	93.944	13.834	31	47.466	-	-	158.856
Costo de ventas	(51.503)	(105.403)	(13.475)	(404)	(45.146)	-	115.471	(100.460)
Ganancia bruta	37.455	15.357	6.121	30	2.944	-	(3.511)	58.396
Gastos	(2.447)	(4.321)	(4.718)	(39)	(2.133)	(10.185)	(72)	(23.915)
Ventas	(141)	(2.915)	(3.684)	(3)	(1.560)	(523)	(50)	(8.876)
Generales y de administrativos	(456)	(689)	(232)	(34)	(410)	(2.525)	(2)	(4.348)
Exploración	(1.026)	-	-	-	-	-	-	(1.026)
Investigación y desarrollo	(758)	(19)	(33)	-	(1)	(277)	-	(1.088)
Otros gastos por impuestos	(192)	(205)	(85)	(8)	(38)	(312)	-	(840)
Otros ingresos y gastos, netos	126	(493)	(684)	6	(124)	(6.548)	(20)	(7.737)
Ganancia (pérdida) operativa	35.008	11.036	1.403	(9)	811	(10.185)	(3.583)	34.481
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	(9.893)	-	(9.893)
Resultado de participaciones en inversiones	13	747	90	(32)	-	3	-	821
Ganancia (pérdida) antes de los impuestos a las ganancias	35.021	11.783	1.493	(41)	811	(20.075)	(3.583)	25.409
Impuestos a las ganancias	(11.903)	(3.752)	(477)	3	(276)	6.593	1.219	(8.593)
Ganancia (pérdida) neta	23.118	8.031	1.016	(38)	535	(13.482)	(2.364)	16.816
Ganancia (pérdida) neta atribuible:								
A los accionistas de Petrobras	23.128	8.315	752	(38)	393	(13.153)	(2.364)	17.033
A los accionistas no controlantes	(10)	(284)	264	-	142	(329)	-	(217)
	23.118	8.031	1.016	(38)	535	(13.482)	(2.364)	16.816

Estado Consolidado del Resultado por Segmento de Negocio – 1S-2017

	R\$ millones							TOTAL
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIO-COMBUS T.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
Ingresos de ventas	65.055	105.230	16.971	317	41.239	-	(93.451)	135.361
Intersegmentos	62.805	25.103	4.579	303	661	-	(93.451)	-
Terceros	2.250	80.127	12.392	14	40.578	-	-	135.361
Costo de ventas	(42.786)	(91.213)	(11.987)	(343)	(38.370)	-	94.493	(90.206)
Ganancia bruta	22.269	14.017	4.984	(26)	2.869	-	1.042	45.155
Gastos	(5.248)	(4.119)	3.561	(14)	(1.952)	(8.237)	114	(15.895)
Ventas	(211)	(2.667)	(1.989)	(3)	(1.556)	20	127	(6.279)
Generales y de administrativos	(482)	(725)	(283)	(42)	(429)	(2.566)	(1)	(4.528)
Exploración	(899)	-	-	-	-	-	-	(899)
Investigación y desarrollo	(539)	(19)	(35)	-	(1)	(292)	-	(886)
Otros gastos por impuestos	(100)	(113)	(679)	(13)	(37)	(2.418)	-	(3.360)
Otros ingresos y gastos, netos	(3.017)	(595)	6.547	44	71	(2.981)	(12)	57
Ganancia (pérdida) operativa	17.021	9.898	8.545	(40)	917	(8.237)	1.156	29.260
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	(16.590)	-	(16.590)
Resultado de participaciones en inversiones	151	966	175	(63)	(1)	(1)	-	1.227
Ganancia (pérdida) antes de los impuestos a las ganancias	17.172	10.864	8.720	(103)	916	(24.828)	1.156	13.897
Impuestos a las ganancias	(5.787)	(3.365)	(2.905)	13	(312)	3.951	(393)	(8.798)
Ganancia (pérdida) neta	11.385	7.499	5.815	(90)	604	(20.877)	763	5.099
Ganancia (pérdida) neta atribuible:								
A los accionistas de Petrobras	11.371	7.530	5.624	(90)	604	(21.037)	763	4.765
A los accionistas no controlantes	14	(31)	191	-	-	160	-	334
	11.385	7.499	5.815	(90)	604	(20.877)	763	5.099

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

Estado Consolidado del Resultado por Segmento de Negocio – 1T-2018

	R\$ millones							TOTAL
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIO-COMBUS T.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
Ingresos de ventas	40.708	55.329	9.198	220	23.416	-	(54.410)	74.461
Intersegmentos	39.014	12.123	2.757	202	314	-	(54.410)	-
Terceros	1.694	43.206	6.441	18	23.102	-	-	74.461
Costo de ventas	(24.088)	(49.157)	(5.833)	(207)	(21.845)	-	53.442	(47.688)
Ganancia bruta	16.620	6.172	3.365	13	1.571	-	(968)	26.773
Gastos	850	(2.368)	(2.574)	(21)	(1.029)	(3.781)	(35)	(8.958)
Ventas	(69)	(1.443)	(1.837)	(1)	(755)	4	(27)	(4.128)
Generales y de administrativos	(250)	(343)	(122)	(15)	(200)	(1.212)	-	(2.142)
Exploración	(442)	-	-	-	-	-	-	(442)
Investigación y desarrollo	(335)	(10)	(13)	-	(1)	(136)	-	(495)
Otros gastos por impuestos	(164)	(80)	(35)	(4)	(22)	(176)	-	(481)
Otros ingresos y gastos, netos	2.110	(492)	(567)	(1)	(51)	(2.261)	(8)	(1.270)
Ganancia (pérdida) operativa	17.470	3.804	791	(8)	542	(3.781)	(1.003)	17.815
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	(7.246)	-	(7.246)
Resultado de participaciones en inversiones	1	440	75	(5)	-	-	-	511
Ganancia (pérdida) antes de los impuestos a las ganancias	17.471	4.244	866	(13)	542	(11.027)	(1.003)	11.080
Impuestos a las ganancias	(5.940)	(1.293)	(269)	2	(184)	3.387	342	(3.955)
Ganancia (pérdida) neta	11.531	2.951	597	(11)	358	(7.640)	(661)	7.125
Ganancia (pérdida) neta atribuible:								
A los accionistas de Petrobras	11.536	3.056	481	(11)	271	(7.711)	(661)	6.961
A los accionistas no controlantes	(5)	(105)	116	-	87	71	-	164
	11.531	2.951	597	(11)	358	(7.640)	(661)	7.125

Otros Ingresos y Gastos, Netos, por Segmento de Negocio – 1S-2018

	R\$ millones							TOTAL
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIO-COMBUS T.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
(Pérdidas)/ganancias con procesos judiciales, administrativos e arbitrales	(257)	(231)	(427)	(1)	(167)	(1.825)	-	(2.908)
Planes de pensión y salud	-	-	-	-	-	(2.702)	-	(2.702)
(Pérdidas)/ganancias con derivados de Commodities	-	-	-	-	-	(1.957)	-	(1.957)
Paradas no programadas y gastos pre-operativos	(1.533)	(43)	(192)	-	-	(4)	-	(1.772)
Participación en ganancia	(470)	(225)	(39)	-	-	(366)	-	(1.100)
Relaciones institucionales y proyectos culturales	(1)	(4)	-	-	(39)	(241)	-	(285)
Gastos operativos con termoeléctricas	-	-	(172)	-	-	-	-	(172)
Gastos con seguridad, medio ambiente y salud	(56)	(27)	(2)	-	(1)	(50)	-	(136)
Provisión de cuentas incobrables	8	(56)	26	-	-	(58)	-	(80)
Gastos con PIDV	(1)	3	-	-	(16)	2	-	(12)
Ajustes por diferencias de conversión	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancias / Perdidas con Remediación - Participaciones Societarias	-	-	-	-	-	-	-	-
Reembolso de Gastos debido a la operación Lava Jato	-	-	-	-	-	1	-	1
Contratos de Ship/Take or Pay	8	30	21	-	14	5	-	78
Reversión/Pérdida por deterioro del valor de los activos - Impairment	1	183	(65)	-	-	-	-	119
Incentivos, donaciones y subvenciones gubernamentales	8	7	120	6	-	-	-	141
Gastos/resarcimientos con operaciones en alianzas de E&P	467	-	-	-	-	-	-	467
Resultado con enajenación/baja de activos (*)	2.044	(1)	(10)	-	10	80	-	2.123
Otros	(92)	(129)	56	1	75	567	(20)	458
	126	(493)	(684)	6	(124)	(6.548)	(20)	(7.737)

Otros Ingresos y Gastos, Netos, por Segmento de Negocio – 1S-2017

	R\$ millones							TOTAL
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIO-COMBUS T.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
(Pérdidas)/ganancias con procesos judiciales, administrativos e arbitrales	(238)	(227)	(575)	(1)	(181)	59	-	(1.163)
Planes de pensión y salud (inactivos)	-	-	-	-	-	(3.058)	-	(3.058)
Paradas no programadas y gastos pre-operativos	(2.378)	(53)	(150)	-	-	(2)	-	(2.583)
Participación en ganancia	(113)	(64)	(11)	-	-	(110)	-	(298)
Relaciones institucionales y proyectos culturales	(1)	(3)	-	-	(58)	(242)	-	(304)
Gastos operativos con termoeléctricas	-	-	(158)	-	-	-	-	(158)
Gastos con seguridad, medio ambiente y salud	(15)	(6)	(5)	-	(1)	(73)	-	(100)
Provisión de cuentas incobrables	(1.317)	(19)	(1)	(1)	-	(25)	-	(1.363)
Gastos con PIDV	87	(30)	182	-	114	316	-	669
Ajustes por diferencias de conversión	-	-	-	-	-	(116)	-	(116)
Ganancias / Perdidas con Remediación - Participaciones Societarias	-	-	698	-	-	-	-	698
Reembolso de gastos por la operación "Lava Jato"	-	-	-	-	-	89	-	89
Contratos de Ship/Take or Pay	2	113	827	-	14	-	-	956
Reversión/Pérdida por deterioro del valor de los activos - Impairment	-	29	(236)	-	-	-	-	(207)
Incentivos, donaciones y subvenciones gubernamentales	9	18	95	5	-	-	-	127
Gastos/resarcimientos con operaciones en alianzas de E&P	662	-	-	-	-	-	-	662
Resultado con enajenación/baja de activos (*)	(368)	(246)	6.257	9	32	1	-	5.685
Otros	653	(107)	(376)	32	151	180	(12)	521
	(3.017)	(595)	6.547	44	71	(2.981)	(12)	57

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 – 2T-2018

	R\$ millones							
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIO-COMBUS T.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	TOTAL
(Pérdidas)/ganancias con procesos judiciales, administrativos e arbitrales	(177)	(68)	(46)	(1)	(89)	(1.255)	-	(1.636)
Planes de pensión y salud (inactivos)	-	-	-	-	-	(1.351)	-	(1.351)
(Pérdidas)/ganancias con derivados de Commodities	-	-	-	-	-	(1.252)	-	(1.252)
Paradas no programadas y gastos pre-operativos	(881)	(24)	(90)	-	-	(2)	-	(997)
Participación en ganancia	(278)	(132)	(22)	-	-	(217)	-	(649)
Relaciones institucionales y proyectos culturales	(1)	(2)	-	-	(31)	(138)	-	(172)
Gastos operativos con termoeléctricas	-	-	(90)	-	-	-	-	(90)
Gastos con seguridad, medio ambiente y salud	(16)	(13)	(1)	-	(1)	(25)	-	(56)
Provisión para cuentas incobrables	14	(54)	22	-	-	(40)	-	(58)
Gastos (Reversiones) con PIDV	1	2	-	-	6	2	-	11
Ajustes por diferencias de conversión	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancias / Pérdidas con Remedición - Participaciones Societarias	-	-	-	-	-	-	-	-
Reembolso de gastos por la operación "Lava Jato"	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratos de Ship/Take or Pay	1	48	17	-	13	(14)	-	65
Reversión/Pérdida por deterioro del valor de los activos - Impairment	1	240	(64)	-	-	-	-	177
Incentivos, donaciones y subvenciones gubernamentales	5	3	52	3	-	-	-	63
Gastos/resarcimientos con operaciones en alianzas de E&P	286	-	-	-	-	-	-	286
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)

Otros Ingresos y Gastos, Netos, por Segmento de Negocio – 1T-2018

	R\$ millones							
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIO-COMBUS T.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	TOTAL
(Pérdidas)/ganancias con procesos judiciales, administrativos e arbitrales	(80)	(163)	(381)	-	(78)	(570)	-	(1.272)
Planes de pensión y salud	-	-	-	-	-	(1.351)	-	(1.351)
(Pérdidas)/ganancias con derivados de Commodities	-	-	-	-	-	(705)	-	(705)
Paradas no programadas y gastos pre-operativos	(652)	(19)	(102)	-	-	(2)	-	(775)
Participación en ganancia	(192)	(93)	(17)	-	-	(149)	-	(451)
Relaciones institucionales y proyectos culturales	-	(2)	-	-	(8)	(103)	-	(113)
Gastos operativos con termoeléctricas	-	-	(82)	-	-	-	-	(82)
Gastos con seguridad, medio ambiente y salud	(40)	(14)	(1)	-	-	(25)	-	(80)
Provisión de cuentas incobrables	(6)	(2)	4	-	-	(18)	-	(22)
Gastos (Reversiones) con PIDV	(2)	1	-	-	(22)	-	-	(23)
Ajustes por diferencias de conversión	-	-	-	-	-	-	-	-
Reembolso de gastos por la operación "Lava Jato"	-	-	-	-	-	1	-	1
Contratos de Ship/Take or Pay	7	(18)	4	-	1	19	-	13
Reversión/Pérdida por deterioro del valor de los activos - Impairment	-	(57)	(1)	-	-	-	-	(58)
Incentivos, donaciones y subvenciones gubernamentales	3	4	68	3	-	-	-	78
Gastos / Resarcimientos con Operaciones en Parcerias de E&P	181	-	-	-	-	-	-	181
Resultado con enajenación/baja de activos	3.084	(2)	24	-	1	154	-	3.261
Otros	(193)	(127)	(83)	(4)	55	488	(8)	128
	2.110	(492)	(567)	(1)	(51)	(2.261)	(8)	(1.270)

Activo Consolidado por Segmento de Negocio – 30.06.2018

	R\$ millones							TOTAL
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
Total de activos	495.722	174.866	59.769	650	19.961	118.357	(19.043)	850.282
Activo corriente	15.038	47.646	5.798	209	10.016	83.938	(18.390)	144.255
Activo no corriente	480.684	127.220	53.971	441	9.945	34.419	(653)	706.027
Realizable a largo plazo	28.834	11.591	6.008	11	3.299	31.286	(499)	80.530
Inversiones	4.591	4.661	2.867	146	-	22	-	12.287
Propiedad, planta y equipo	442.331	110.305	44.165	284	5.901	2.652	(154)	605.484
Activos en operación	318.923	96.336	34.826	270	5.126	1.712	(154)	457.039
Activos en construcción	123.408	13.969	9.339	14	775	940	-	148.445
Activos Intangibles	4.928	663	931	-	745	459	-	7.726

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 – 1S-2018

	R\$ millones							TOTAL
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIM.	
Ganancia (pérdida) neta	23.118	8.031	1.016	(38)	535	(13.482)	(2.364)	16.816
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	9.893	-	9.893
Impuestos a las ganancias	11.903	3.752	477	(3)	276	(6.593)	(1.219)	8.593
Depreciación, agotamiento y amortización	16.552	3.849	1.135	10	237	237	-	22.020
EBITDA	51.573	15.632	2.628	(31)	1.048	(9.945)	(3.583)	57.322
Resultado de participación en inversiones	(13)	(747)	(90)	32	-	(3)	-	(821)
Reversión/Pérdida por deterior del valor de los activos - impairment	(1)	(183)	65	-	-	-	-	(119)
Efecto de diferencia de conversión sobre contingencias relevantes em moneda extranjera	-	-	-	-	-	1.576	-	1.576
Resultado con enajenación/baja de activos**	(2.044)	1	10	-	(10)	(80)	-	(2.123)
EBITDA ajustado*	49.515	14.703	2.613	1	1.038	(8.452)	(3.583)	55.835

Reconciliación del EBITDA Ajustado Consolidado por Segmento de Negocio – 1S-2017

	R\$ millones							TOTAL
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIM.	
Ganancia (pérdida) neta	11.385	7.499	5.815	(90)	604	(20.877)	763	5.099
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	16.590	-	16.590
Impuestos a las ganancias	5.787	3.365	2.905	(13)	312	(3.951)	393	8.798
Depreciación, agotamiento y amortización	15.455	3.838	1.313	6	253	283	-	21.148
EBITDA	32.627	14.702	10.033	(97)	1.169	(7.955)	1.156	51.635
Resultado de participación en inversiones	(151)	(966)	(175)	63	1	1	-	(1.227)
Reversión/Pérdida por deterior del valor de los activos - impairment	-	(29)	236	-	-	-	-	207
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**	368	246	(6.955)	(9)	(32)	(1)	-	(6.383)
EBITDA ajustado*	32.844	13.953	3.139	(43)	1.138	(7.839)	1.156	44.348

* Véase definición del EBITDA Ajustado en el Glosario.

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

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 deterior del valor de los activos - impairment	(1)	(240)	64	-	-	-	-	(177)
Realización del ajustes por diferencias 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

Reconciliación del EBITDA Ajustado Consolidado por Segmento de Negocio – 1T-2018

	R\$ millones							TOTAL
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIM.	
Ganancia (pérdida) neta	11.531	2.951	597	(11)	358	(7.640)	(661)	7.125
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	7.246	-	7.246
Impuestos a las ganancias	5.940	1.293	269	(2)	184	(3.387)	(342)	3.955
Depreciación, agotamiento y amortización	8.273	1.997	548	4	119	116	-	11.057
EBITDA	25.744	6.241	1.414	(9)	661	(3.665)	(1.003)	29.383
Resultado de participación en inversiones	(1)	(440)	(75)	5	-	-	-	(511)
Reversión/Pérdida por deterior del valor de los activos - impairment	-	57	1	-	-	-	-	58
Realización del ajustes acumulados de conversión - CTA	-	-	-	-	-	-	-	-
Efecto de diferencia de conversión sobre contingencias relevantes em moneda extranjera	-	-	-	-	-	99	-	99
Resultado con enajenación/baja de activos**	(3.084)	2	(24)	-	(1)	(154)	-	(3.261)
EBITDA ajustado*	22.659	5.860	1.316	(4)	660	(3.720)	(1.003)	25.768

* Véase definición del EBITDA Ajustado en el Glosario.

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

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 periodo, 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. 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 periodo 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 influyen integralmente el costo de ventas en el periodo, llegando a ocurrir por completo apenas en el periodo 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 cree 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 indebidamente 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 junio 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.