

*Plataforma P-75 en la Cuenca de Búzios
1^{er} oleo noviembre del 2018*



Desempeño de Petrobras en el 2T19

B3: PETR3 (ON) | PETR4 (PN)

NYSE: PBR (ON) | PBRA (PN)

www.petrobras.com.br/ri

petroinvest@petrobras.com.br

+ 55 21 3224-1510

Teleconferência y Webcast de Resultados - 2 de agosto del 2019

Português: 10:00 hs en Rio de Janeiro / 9:00 hs en Nueva lorque / 14:00 hs en Londres

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

EE.UU.: +1 412 717-9627

Inglaterra: +44 20 3795-9972

Inglês: 11:30 en Rio de Janeiro / 10:30 hs en Nueva lorque / 15:30 hs en Londres

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

EE.UU.: +1 412 717-9627

Inglaterra: +44 20 3795-9972

Disclaimer

Estas presentaciones pueden contener predicciones acerca de eventos futuros. Tales previsiones reflejan sólo expectativas de los administradores de la Compañía sobre condiciones futuras de la economía, además del sector de actuación, del desempeño y de los resultados financieros de la Compañía, entre otros. Los términos "anticipa", "cree", "espera", "prevé", "pretende", "planea", "proyecta", "objetiva", "deberá", así como otros términos similares, apunan a identificar tales previsiones, que, evidentemente, involucra riesgos e incertidumbres previstos o no por la Compañía y, por consiguiente, no son garantías de resultados futuros de la Compañía. Por lo tanto, los resultados futuros de las operaciones de la Compañía pueden diferir de las expectativas actuales, y el lector no debe basarse exclusivamente en la información aquí contenida. La Compañía no se obliga a actualizar las presentaciones y previsiones a la luz de nuevas informaciones o de sus desdoblamientos futuros. Los valores informados para 2019 en adelante son estimaciones o metas. Adicionalmente, esta presentación contiene algunos indicadores financieros que no son reconocidos por el BR GAAP o IFRS. Estos indicadores no tienen significados estandarizados y pueden no ser comparables a indicadores con descripción similar utilizados por otras compañías. Proporcionamos estos indicadores porque los utilizamos como medidas de desempeño de la compañía; no deben ser considerados de forma aislada o como sustituto para otras métricas financieras que se hayan divulgado de acuerdo con el BR GAAP o IFRS. Véase las definiciones de flujo de caja libre, EBITDA ajustado y endeudamiento neto en el Glosario y sus conciliaciones en las secciones de liquidez y recursos de capital, reconciliación del EBITDA ajustado y endeudamiento neto. Información contable consolidada auditada por los auditores independientes de acuerdo con los estándares internacionales de contabilidad (IFRS).

ÍNDICE

Mensaje del Presidente	4
Destacques del Resultado	6
Resultado Consolidado	7
Ingresos	7
Costos de los Productos Vendidos	7
Gastos Operativos	8
EBITDA	9
Resultado Financiero	11
Ganancia Neta	11
Ítems no recurrentes	12
Adopción del IFRS 16	13
Inversiones	14
Gestión del Portfolio	16
Liquidez y Recursos de Capital.....	17
Endeudamiento	19
Resultado por Segmento	20
Exploración y Producción	20
Refino	21
Gas y Energia	22
Anexo I: Reconciliación del EBITDA Ajustado	
Anexo V: Demostración de Resultado en el extranjero	
Anexo III: Estados del Resultado \ Balance General \ Flujo de Caja	
Anexo IV: Demostraciones contables por área de negocio	
Anexo V: Glosario	

MENSAJE DEL PRESIDENTE

Petrobras tuvo un buen desempeño financiero en el 2T19, aunque nos beneficiamos de factores externos más allá de nuestro control, como los precios del petróleo, la tasa de cambio BRL/USD y los “crack spreads”, y por eventos no recurrentes, como la desinversión de activos.

La ganancia neta contable excluyendo los factores no recurrentes fue de US\$ 1,3 mil millones y el flujo de caja operativo alcanzó US\$ 5,2 mil millones. Los avances en la exploración del pre-sal, con menores costos de extracción (US\$6 por barril) y petróleo de mejor calidad, permitieron al EBITDA ajustado en el negocio de exploración y producción (E&P) por barril de petróleo equivalente (boe) alcanzar US\$ 33,50 en el 2T19 contra US\$ 29,50 en el año pasado, a pesar de la caída en el precio promedio del petróleo Brent de US\$ 71,0 para US\$ 68,8.

Nuestra deuda bruta (incluidos los efectos del IFRS 16) sigue siendo alta en US\$ 101,0 mil millones, con índices de apalancamiento que van desde 2.5x hasta 3.0x, dependiendo de las métricas utilizadas. Petrobras aún enfrenta un apalancamiento financiero excesivo para un productor de commodities y, por lo tanto, está expuesto a la volatilidad de los precios y, en consecuencia del flujo de caja. Los cargos financieros aún consumen alrededor del 40% del efectivo operativo, lo que destaca la necesidad de desinversiones para reducir la deuda.

Por otro lado, terminamos el trimestre con una deuda neta de US\$ 83,7 mil millones, que muestra un volumen de efectivo excesivo de US\$ 17,4 mil millones al 30 de junio 2019. Esto se debió al hecho de que los ingresos de la venta de TAG se recibieron en los últimos días de junio. En efecto, es solo una fotografía en un día determinado y se está utilizando el exceso de efectivo, y nuestro objetivo es mantener un efectivo de US\$ 6,0 mil millones dada la disponibilidad de líneas de *revolving credit facilities*. Por lo tanto, se espera que la deuda bruta disminuya en el 3T19.

En aras de la transparencia y la eficiencia en la asignación de capital, revisamos el presupuesto de gasto de capital para 2019 de US\$ 16 mil millones a un rango de US\$ 11 a US\$ 12 mil millones. Es de destacar que estas cifras no contienen estimaciones de los montos que se invertirán en las subastas de bloques petroleros este semestre, incluido el relacionado con los excedentes de la cesión onerosa, que después de varios años de negociaciones, llegamos rápidamente a un acuerdo con el gobierno federal.

El retorno sobre el capital empleado hasta el momento es de alrededor del 8%, lo que destaca la necesidad imperiosa de iniciativas para mejorar la asignación de capital.

El año ha sido muy intenso en la implementación de nuestra agenda de transformación impulsada por nuestros cinco pilares estratégicos.

Las desinversiones totalizaron US\$ 15 mil millones a fines de julio, en particular las transacciones de TAG, BR Distribuidora - la primera privatización del mercado de capitales en la historia de Brasil, y los campos petroleros maduros. Todavía tenemos el 37,5% del capital de BR, que en el futuro tenemos la intención de vender parcial o totalmente. Mientras tanto, vale la pena beneficiarnos como accionistas del enorme potencial de creación de valor de BR con la flexibilidad que posee una empresa privada.

La desinversión de campos maduros, con baja productividad y altos costos de extracción y donde no somos propietarios naturales, ofrece excelentes oportunidades de altos retornos para Petrobras. Al mismo tiempo, su revitalización por parte de los nuevos propietarios implica inversiones y creación de empleo, con un impacto positivo en la actividad económica.

En 27 días, entre junio y julio, a nuestra iniciativa, firmamos dos acuerdos con CADE que permiten la apertura de dos mercados principales, refinación y gas natural.

Petrobras se ha comprometido a vender 8 refinerías, la mitad de su capacidad de refinación. El primer paquete de 4 refinerías (RNEST, RLAM, REPAR y REFAP) ya ha avanzado a la fase de recepción de propuestas no vinculantes y los Teasers para el segundo paquete (REMAN, LUBNOR, REGAP y SIX) se lanzarán el próximo mes.

Estamos firmemente comprometidos a desconectarnos por completo del negocio de transporte y distribución de gas natural y reducir nuestra participación de compra a menos del 50%, centrándonos así en la exploración y la producción.

Necesitamos servicios de activos de *midstream*, pero no necesitamos ser dueños de ellos. La idea es ser una compañía de activos livianos en la corriente media y una compañía de activos de clase mundial en la exploración y producción de petróleo y gas, maximizando el rendimiento de cada dólar invertido.

Estamos logrando gradualmente eliminar nuestra participación en negocios que desangraran el efectivo de Petrobras durante varios años. Hemos celebrado un acuerdo con el Gobierno Uruguayo para la devolución de las concesiones de distribución de gas, Montevideo Gas y Conecta, que requirió quince aportes de capital en quince años, con un consumo de US\$ 200 millones.

Con un programa de desinversión diseñado, la prioridad de aquí en adelante será la estructuración y ejecución de transacciones.

El programa PIDV se centró en los jubilados y jubilables ya contaba con 1.560 adhesiones para fines de julio, y varios empleados ya habían se desligado de la empresa.

La búsqueda de costos más bajos continuó con la racionalización del uso del espacio de oficinas, lo que implica la liberación de edificios alquilados, el cierre de oficinas fuera de Brasil (Nueva York, Ciudad de México, Libia, Angola, Nigeria, Tanzania, Nigeria, Turquía, Tokio) y una fuerte reducción en la oficina de Houston. Al mismo tiempo, estamos disminuyendo el número de expatriados, cuyo costo es relativamente alto. Hay varias otras iniciativas en marcha, que juntas darán lugar a importantes cortes de costos con el tiempo.

Estamos creando una división de Transformación Digital, que es fundamental para centrar los esfuerzos en modernizar la infraestructura de tecnología de la información, coordinar y profundizar las iniciativas de coordinación para el uso intensivo de la inteligencia artificial. La transformación digital será una palanca poderosa para aumentar la productividad y ahorrar costos.

La Universidad de Petrobras está experimentando un reposicionamiento estratégico para convertirse en una universidad corporativa efectiva con actividades estrechamente alineadas con nuestra agenda de transformación. Estamos en el proceso de firmar acuerdos con la *University of Chicago Booth School of Business* y el Departamento de Ciencias de la Computación de la UFMG para capacitación en liderazgo, innovación, finanzas e inteligencia artificial.

El enfoque en la salud y la seguridad está produciendo buenos resultados. TAR (tasa de accidentes registrables) ha caído a 0,88, por debajo del promedio de la industria de petróleo y gas y de nuestro propio límite de alerta) al mismo tiempo que estamos logrando revertir la tendencia al alza en el robo de combustible, el llamado derivación clandestina. Después del pico de 261 robos en 2018, en los primeros siete meses de este año tenemos una frecuencia de 174 en términos anualizados, incluso sin la implementación del programa *Pró-Dutos*.

Estamos muy seguros de que la implementación juiciosa de nuestra agenda de transformación podrá cerrar la brecha de rendimiento que nos separa de las mejores compañías petroleras mundiales en el futuro y crear una base sustancial para nuestros accionistas.

Destacados del resultado del 2T19:

- EBITDA ajustado de US\$ 8,3 mil millones, el 14% más que en el 1T19, lo que refleja el aumento de *Brent* y diferencias de conversión, lo que resultó en precios del petróleo más altos.
- La Compañía registró ganancia neta de US\$ 4,8 mil millones, 4,5 veces la ganancia neta del trimestre anterior, principalmente debido a la conclusión de la venta de TAG.
- Excluyendo los efectos de ítems no recurrentes y el IFRS 16, la ganancia neta de la Compañía sería de US\$ 1,3 mil millones y el EBITDA ajustado de US\$ 8,5 mil millones.
- Con la expectativa de una mejora en la ganancia neta para el año 2019, el Consejo de Administración aprobó la distribución anticipada de la distribución de remuneración de los accionistas en forma de intereses sobre el patrimonio (JCP) por un monto de R\$ 2,6 mil millones, equivalente a R\$ 0,20 por acción ordinaria y preferente por circulación, superando los R\$ 0,10 por acción del trimestre anterior.
- El flujo de caja libre fue positivo por decimoséptimo trimestre consecutivo, totalizando US\$ 2,9 mil millones. Este resultado se obtuvo al mejorar la generación operativa, por las mismas razones que impactaron positivamente el EBITDA, y la reducción de las inversiones en comparación con el 1T19.
- En el 2T19, la deuda neta continuó su tendencia a la baja, cerrando en US\$ 83,7 mil millones, bajando en US\$ 11,9 mil millones desde el 1T19. En el trimestre, hubo una amortización de US\$ 2,2 mil millones, con nuevos fondos de apenas US\$ 488 millones.
- En el 2T19, la relación deuda neta ajustada/LTM EBITDA ajustado* cayó a 2,52x desde 2,89x en el 1T19, aplicando los efectos del IFRS 16 a lo largo del período del LTM EBITDA ajustado de 2018. Una vez que se eliminaron estos efectos, la relación habría sido 1,89x en el 2T19.
- Para mitigar los riesgos de contingencias legales, reconocimos gastos de US\$ 0,3 mil millones para cerrar disputas fiscales y ambientales que totalizaron una exposición potencial de US\$ 1,6 mil millones. Los gastos con demandas fiscales están relacionados con la adhesión al programa de amnistía ICMS en las provincias de Bahía y Ceará (gasto de US\$ 94 millones por una exposición de US\$ 470 millones) y los gastos ambientales se refieren al cumplimiento de las condiciones para Licencia ambiental de Comperj (gasto de US\$ 207 millones por una exposición de US\$ 1,2 mil millones).
- En vista de la oferta de acciones de BR Distribuidora, presentamos en este informe las operaciones de BR Distribuidora como operaciones discontinuadas. Para el 3T19, estimamos una ganancia de capital antes de impuestos de US\$ 3,6 mil millones (incluida la ganancia en remensación de US\$ 1,9 mil millones).

Tabla 01: Principales Indicadores

US\$ millones	2T19	1T19	2T18	1S19	1S18	2T19 X 1T19	2T19 X 2T18	2S19 X 2S18
Ingresos de ventas	18.502	18.803	20.753	37.305	40.355	(1,6)	(10,8)	(7,6)
Ganancia bruta	7.702	6.590	8.406	14.292	16.193	16,9	(8,4)	(11,7)
Gastos operativos	2.183	(2.999)	(3.824)	(816)	(6.262)	173,0	157,0	87,0
Ganancia neta (Pérdida) - Accionistas Petrobras recurrente	4.811	1.070	2.794	5.881	4.939	349,6	72,2	19,1
Ganancia neta (Pérdida) - Accionistas Petrobras	1.315	1.237	3.042	2.552	4.652	6,3	(56,8)	(45,1)
Flujo de caja operativo	5.226	4.710	7.100	9.936	13.950	11,0	(26,4)	(28,8)
Flujo de caja libre	2.874	2.897	4.305	5.771	8.111	(0,8)	(33,2)	(28,8)
EBITDA ajustado	8.326	7.294	8.340	15.620	16.284	14,1	(0,2)	(4,1)
EBITDA ajustado recurrente *	8.517	7.674	8.619	16.191	16.706	11,0	(1,2)	(3,1)
Deuda bruta (US\$ millones)	101.029	106.007	91.712	101.029	91.712	(4,7)	10,2	10,2
Deuda bruta excluyendo el IFRS 16 (US\$ millones)	75.527	78.810	91.516	75.527	91.516	(4,2)	(17,5)	(17,5)
Deuda neta (US\$ millones)	83.674	95.525	73.662	83.674	73.662	(12,4)	13,6	13,6
Deuda neta excluyendo el IFRS 16* (US\$ millones)	58.172	68.328	73.466	58.172	73.466	(14,9)	(20,8)	(20,8)
Deuda neta / EBITDA ajustado LTM (x) **	2,71	3,10	2,79	2,71	2,79	(12,6)	(2,9)	(2,9)
Deuda neta / EBITDA ajustado de LTM excluyendo el IFRS 16 (x) ***	1,89	2,21	2,79	1,89	2,79	(14,8)	(32,3)	(32,3)
Dólar de venta promedio	3,92	3,77	3,61	3,85	3,42	4,0	8,6	12,6
Brent (US\$/bbl)	68,82	63,20	74,35	66,01	70,55	8,9	(7,4)	(6,4)
Precio de venta del petróleo (US\$/bbl)	64,79	59,05	67,75	62,01	64,99	9,7	(4,4)	(4,6)
Precio de derivados básicos - Mercado interno (R\$/bbl)	78,53	73,65	81,00	76,11	79,95	6,6	(3,1)	(4,8)
TAR (tasa de accidentes registrada por millón de horas hombre)	0,88	1,02	1,06	0,88	1,06	(0,1)	(0,2)	(0,2)
ROCE ajustado excluyendo el IFRS 16 -%	7,83	8,40	5,30	7,83	5,30	(0,1)	0,5	0,5

* Véase la conciliación de la ganancia neta y EBITDA ajustado eliminando ítems especiales y los efectos del IFRS 16 en la sección de ítems especiales.

** Véase los efectos del IFRS en la sección de adopción del IFRS 16 en la página 14.

*** Índice calculado utilizando el endeudamiento en reales.

Resultados Consolidados

La principal moneda funcional del Grupo Petrobras es el real brasileño, que es la moneda funcional de la empresa matriz y sus filiales brasileñas. Como la moneda de presentación del Grupo Petrobras es el dólar estadounidense, los resultados de las operaciones en reales brasileños se convierten a dólares estadounidenses utilizando los tipos de cambio promedio vigentes durante el período. Para obtener información detallada sobre los efectos de la conversión de divisas en el estado de resultados de la Compañía, consulte el ítem VII "Efectos de la conversión de divisas en los resultados de las operaciones del 2T 2019".

Tabla 02: Ingresos Netos

US\$ millones	2T19	1T19	2T18	1S19	1S18	2T19 X 1T19	2019 x 2018 (%)	1S19 X 1S18
Diésel	5.949	5.419	5.871	11.368	10.572	9,8	(7,7)	7,5
Subvención del Diésel	-	-	149	-	149	-	(100,0)	-
Gasolina	2.598	2.347	3.140	4.945	5.967	10,7	(25,3)	(17,1)
Gas licuado de petróleo (GLP)	1.090	1.010	1.120	2.100	2.276	7,9	(9,8)	(7,7)
Queroseno de aviación (QAV)	946	978	945	1.924	1.933	(3,3)	3,5	(0,5)
Nafta	475	420	543	895	1.115	13,1	(22,7)	(19,7)
Óleo combustible (incluido el búnker)	259	286	231	545	524	(9,4)	23,8	4,0
Otros derivados del petróleo	832	835	885	1.667	1.787	(0,4)	(5,6)	(6,7)
Subtotal de derivados	12.149	11.295	12.884	23.444	24.323	7,6	(12,3)	(3,6)
Gas natural	1.417	1.516	1.280	2.933	2.520	(6,5)	18,4	16,4
Renovables y nitrogenados	62	79	78	141	165	(21,5)	1,3	(14,5)
Ingresos de derechos no ejercidos*	169	165	130	334	362	2,4	26,9	(7,7)
Energía eléctrica	162	497	520	659	873	(67,4)	(4,4)	(24,5)
Servicios, agenciamiento y otros	178	329	346	507	813	(45,9)	(4,9)	(37,6)
Total mercado interior	14.137	13.881	15.238	28.018	29.056	1,8	(8,9)	(3,6)
Exportaciones de petróleo, derivados y otros	3.937	3.857	3.858	7.794	7.909	2,1	-	(1,5)
Ventas de las unidades internacionales	428	1.065	1.657	1.493	3.390	(59,8)	(35,7)	(56,0)
Total mercado externo	4.365	4.922	5.515	9.287	11.299	(11,3)	(10,8)	(17,8)
Total	18.502	18.803	20.753	37.305	40.355	(1,6)	(9,4)	(7,6)

Los ingresos por ventas totalizaron US\$ 18,5 mil millones en el 2T19, el 1,6% menos que en el 1T19. Esta reducción se explica por los efectos de diferencia de conversión. En reales brasileños, los ingresos por ventas aumentaron el 2,4%, principalmente por: (i) el aumento en los precios internacionales del petróleo y la apreciación del dólar, que promediaron 9,0% y 4,0% por encima del trimestre anterior, respectivamente, resultando en precios más altos de venta de diésel y gasolina (US\$ 539 millones); (ii) la mejora en el crack spread de los precios de la gasolina y la nafta; (iii) el mayor volumen de ventas de diésel y GLP en Brasil, debido a la estacionalidad del mercado (US\$ 0,4 mil millones) y; (iv) mayores ingresos por exportaciones que reflejan mayores precios de las commodities (US\$ 80 millones).

Estos resultados positivos fueron parcialmente compensados por la reducción en las ventas de unidades internacionales (US\$ 637 millones), como resultado de la venta de las compañías de refinería de Pasadena y distribución en Paraguay, y la reducción en los ingresos por ventas de electricidad (US\$ 335 millones), lo que refleja precios más bajos debido a las mejores condiciones hidrológicas.

El aumento en la producción de petróleo este trimestre aún no se ha reflejado en los ingresos, con 73 mil bpd como exportación en andamio, que se reconocerán en el 3T19.

* Ingresos por derechos no ejercidos por clientes bajo determinados contratos con cláusulas *take or pay* y *ship or pay*.

Tabla 3: Costos de los Productos Vendidos

US\$ millones	2T19	1T19	2T18	1S19	1S18	2T19 x 1T19	2T19 x 2T18	1S19 x 1S18
Materias primas y productos para reventa	(3.711)	(4.165)	(4.885)	(7.876)	(8.441)	11,0	24,0	7,0
Depreciación, agotamiento y amortización *	(3.015)	(3.140)	(2.830)	(6.155)	(5.900)	4,0	(7,0)	(4,0)
Participaciones gubernamentales	(2.605)	(2.398)	(3.033)	(5.003)	(5.507)	(9,0)	14,0	9,0
Materiales y servicios contratados **	(636)	(1.670)	(720)	(2.306)	(2.501)	62,0	12,0	8,0
Gastos de personal	(833)	(840)	(879)	(1.673)	(1.813)	1,0	5,0	8,0
Total	(10.800)	(12.213)	(12.347)	(23.013)	(24.162)	12,0	13,0	5,0

El costo de los productos vendidos fue de US\$ 10,8 mil millones en el 2T19, una disminución de US\$ 1,4 mil millones durante el 1T19. Al igual que en los ingresos, el aumento de la producción no se reflejó en el resultado, debido a una menor participación del petróleo nacional en productos derivados asociados con las exportaciones en curso, lo que contribuyó a reducir los costos con materiales.

Además, hubo una reducción relacionada con la conclusión de desinversiones de unidades internacionales (Pasadena y Paraguay), por un monto de US\$ 0,38 mil millones. También tuvimos menores costos de importación de gas natural (US\$ 0,3 mil millones), debido a menores volúmenes y optimización de los costos de suministro debido a la mayor participación de GNL, menores costos, en el mix de ventas.

Por otro lado, el aumento en los precios internacionales de los precios de las *commodities* y la depreciación del real resultaron en mayores gastos con participaciones gubernamentales de aproximadamente US\$ 200 millones.

Tabla 04: Gastos Operativos

US\$ millones	2T19	1T19	2T18	1S19	1S18	2T19X 1T19	2T19 X 2T18	1S19 x 1S18
Gastos con ventas, generales y administrativos	-1,494	-1,467	-1,663	-2,961	-3,320	-1.8	10.2	10.8
Ventas	-935	-903	-1,106	-1,838	-2,161	-3.5	15.5	14.9
Materiales, servicios, alquileres y otros	-740	-686	-761	-1,426	-1,576	-7.9	2.8	9.5
Depreciación, depleción y amortización	-142	-136	-35	-278	-92	-4.4	-305.7	-202.2
Pérdidas de créditos esperadas	2	-29	-258	-27	-388	106.9	100.8	93.0
Gastos de personal	-55	-52	-52	-107	-105	-5.8	-5.8	-1.9
Generales y administrativas	-559	-564	-557	-1,123	-1,159	0.9	-0.4	3.1
Gastos de personal	-359	-369	-366	-728	-747	2.7	1.9	2.5
Materiales, servicios, alquileres y otros	-153	-153	-170	-306	-354	0.0	10.0	13.6
Depreciación, depleción y amortización	-47	-42	-21	-89	-58	-11.9	-123.8	-53.4
Costos exploratorios para la extracción de óleo y gas	-100	-174	-162	-274	-298	42.5	38.3	8.1
Costos con investigación y desarrollo tecnológico	-146	-138	-164	-284	-316	-5.8	11.0	10.1
Impuestos	-66	-93	-94	-159	-234	29.0	29.8	32.1
Otros (gastos) ingresos	3,989	-1,127	-1,741	2,862	-2,094	453.9	329.1	236.7
Total	2,183	-2,999	-3,824	-816	-6,262	172.8	157.1	87.0

En el 2T19, los gastos de venta, generales y administrativos totalizaron US\$ 1,5 mil millones, un aumento del 1,8% con relación al 1T19, principalmente debido al aumento en los gastos de logística para el uso de tuberías y TAG (US\$ 63 millones), considerando que Petrobras comenzó a pagar por el uso de las tuberías después de la venta del 90% de su participación en junio, y mayores gastos de personal debido a remuneración variable y concentración de vacaciones en el 1T19.

* A partir del 2019, la compañía adoptó el IFRS 16 prospectivamente y tuvo impactos en la depreciación. Para obtener información adicional, consulte el capítulo Impactos del IFRS 16 en la página 14.

** Incluye arrendamientos a corto plazo (plazo de 12 meses o menos) y variaciones de inventarios.

Los gastos de exploración para la extracción de petróleo y gas en el 2T19 fueron de US\$ 100 millones, una disminución de US\$ 74 millones en comparación con el 1T19, debido a menores gastos con pozos secos.

Los ingresos operativos totalizaron US\$ 2,2 mil millones en el 2T19 contra un gasto operativo de US\$ 3,0 mil millones en el 1T19. Este resultado refleja la ganancia de capital de US\$ 5,5 mil millones de la venta de TAG, así como la menor provisión para pérdidas por demandas judiciales, en US\$ 142 millones, y la ganancia por el reembolso de US\$ 79 millones de la Operación *Lava Jato*. La venta de activos del campo Polos *Pampo* y *Enchova* y *Baúna* por un total de US\$ 1,5 mil millones permitió la reversión de *impairments* anteriores por un monto de US\$ 494 millones.

El siguiente es un desglose del *impairmet* reconocido en el trimestre:

Activos por naturaleza	Impairment	Detallamiento
Campos de producción de E&P Brasil en proceso de venta	494	Después de la aprobación de la venta de Pampo y Enchova (10 concesiones), se comprobó la capacidad de recuperación del valor contable de estos activos considerando el valor razonable neto de los gastos de venta, lo que resultó en una reversión de la pérdida.
Comperj	(233)	Inversiones con licencia ambiental, como resultado del acuerdo de ajuste de conducta para terminar las acciones civiles públicas que cuestionan la licencia ambiental de COMPERJ
Buque sonda NS-30 (Vitoria 10,000)	(174)	Después de aprobar la venta del activo, se determinó la diferencia entre el valor de venta esperado y el valor en libros del activo.
Parque das Baleias	(109)	Revisión de la composición del polo Parque das Baleias, excluyendo los campos Cachalote y Pirambu, que fueron probados individualmente.
Otros	(2)	
Total	-20	

En el 2T19 se llevaron a cabo pruebas de *impairment*, motivadas por la aprobación de la venta de los activos del Polo de *Pampo* y *Enchova* y el buque sonda NS-30. En el primer caso, fue considerado el valor justo neto de los gastos de venta que resultaron en una reversión de pérdidas debido a la devaluación. En el segundo caso, el *impairment* se produjo debido a la diferencia entre el valor de venta esperado y el valor en libros del activo.

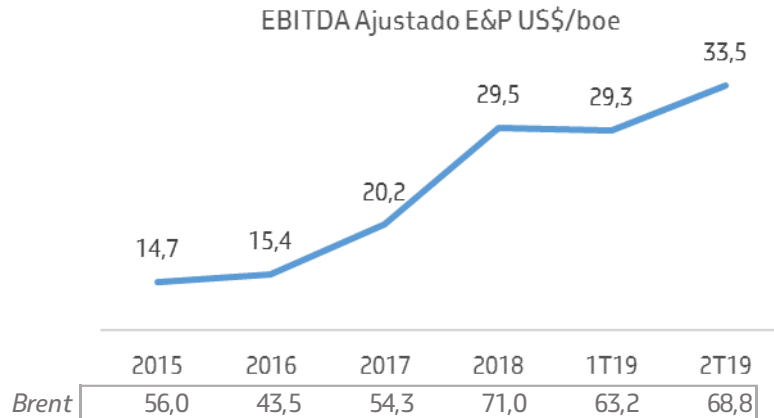
Con respecto a Comperj, dado que no se tiene expectativa de que flujos de efectivo futuros retornen las inversiones de las respectivas inversiones, fueran reconocidos pérdidas adicionales en el resultado. En este trimestre, el mayor valor de *impairment* fue ocasionado por la firma de un acuerdo de ajuste de conducta para terminar las acciones civiles públicas que cuestionan el cumplimiento de las condiciones ambientales que se refieren a las licencias ambientales del Comperj.

Finalmente, se realizó una revisión de la composición del Polo *Parque das Baleias*, excluyendo los campos *Cachalote* y *Pirambú*, que han sido testados individualmente, lo que resulta en el reconocimiento de pérdidas por desvaluación.

Las paradas no planeadas de P-25 (*Albacora*) y FPSO *Cidade de Mangaratiba (Lula)* y la inactividad de P-37 y P-33 (*Marlim*) aumentaron los gastos en US\$ 65 millones en el 2T19.

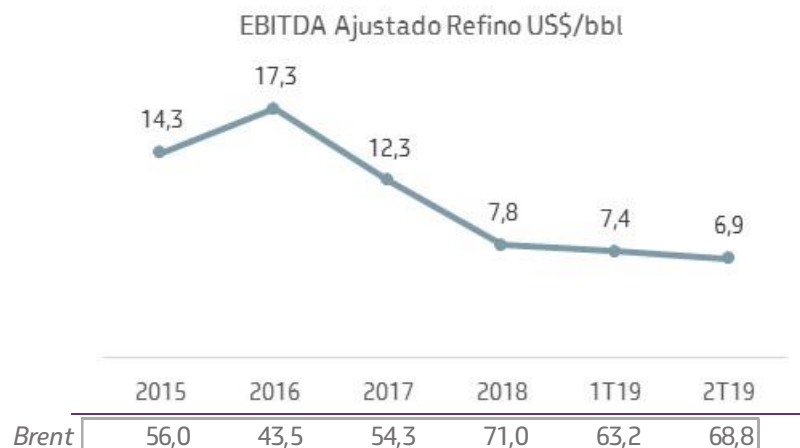
EBITDA Ajustado

En el 2T19, el EBITDA ajustado consolidado alcanzó US\$ 8,3 mil millones, el 14% más que US\$ 7,3 mil millones en el 1T19, como resultado del aumento del *Brent* y la apreciación del dólar frente al real - lo que resultó en precios más altos de derivados - de la realización de inventarios formados a menores costos en el período anterior, del mayor volumen de ventas de diésel y mejores márgenes para gasolina, nafta y gas natural.



El crecimiento del EBITDA ajustado del E&P/boe ha estado mejorando constantemente debido principalmente a la mayor participación de pre-sal en nuestra producción total, que tiene: (i) mayor margen, decurrente de mejor calidad del oleo por ser un oleo más ligero en comparación con otros oleos disponibles en Brasil y, por lo tanto, tiene un descuento menor en comparación con Brent; y (ii) menor *lifting cost*, considerando que la mayor productividad.

La mejora constante en el índice puede verse por su análisis de *Brent* a lo largo de los años. En todos los períodos analizados, la tasa de crecimiento del índice superó la de *Brent* desde (2017, 2018 y 2T19) o, en los casos en que *Brent* cayó, el índice mostró un ligero aumento (2016) o una disminución proporcionalmente menor que la caída del *Brent* (1T19). Al observar todo el período analizado (2015 X 2T19), vemos que el índice EBITDA Ajustado E&P/boe aumentó el 128%, mientras que el *Brent* aumentó el 22% en el mismo período.



Con respecto al índice EBITDA Ajustado de la Refinación en US\$/bbl, el comportamiento es el opuesto a del E&P. En el 2016, con la caída de *Brent* tuvimos márgenes más altos y, por lo tanto, un mejor índice. Sin embargo, a partir de este año, el entorno competitivo aumentó con nuevos participantes y la consiguiente pérdida de *market share*. Como resultado, para maximizar el resultado, fue necesario comprimir los márgenes, lo que resultó en la caída del índice. En el mismo período, hubo un aumento en *Brent*, que también contribuyó a la caída del margen.

Tabla 06: Resultado Financiero

US\$ millones	2T19	2T-2019	2T-2018	1S19	1S18	2T19 X 1T19	2T19 X 2T18	2019 x 2018 (%)
Ingresos financieros	332	257	1.166	589	1.482	29,2	(71,5)	(60,3)
Ingresos con aplicaciones financieras y títulos públicos	114	125	150	239	292	(8,8)	(24,0)	(18,2)
Ganancias con acuerdos firmados (sector eléctrico)	1	2	242	3	242	(50,0)	(99,6)	(98,8)
Desgaste en la recompra de valores distintos de acciones	80	-	574	80	574	-	(86,1)	(86,1)
Otros	137	130	200	267	374	5,4	(31,5)	(28,6)
Gastos financieros	(1.591)	(1.777)	(1.460)	(3.368)	(3.235)	10,5	(9,0)	4,1
Gastos de financiación	(1.233)	(1.314)	(1.546)	(2.547)	(3.152)	6,2	20,2	(19,2)
Gastos de arrendamientos mercantiles*	(452)	(333)	(2)	(785)	(6)	(35,7)	(22.500,	12.983,3
Ganancia en la recompra de valores distintos de acciones	(1)	(184)	(185)	(185)	(604)	99,5	99,5	(69,4)
Cargos financieros capitalizados	347	346	491	693	988	0,3	(29,3)	(29,9)
Actualización financiera de la provisión de desmantelamiento	(202)	(209)	(166)	(411)	(349)	3,3	(21,7)	17,8
Otros	(50)	(83)	(52)	(133)	(112)	39,8	3,8	18,8
Variaciones monetarias y cambiarias, líquidas	(928)	(715)	(523)	(1.643)	(1.282)	(29,8)	(77,4)	28,2
Variaciones cambiarias	(202)	(19)	242	(221)	234	(963,2)	(183,5)	(194,4)
Reclasificación de la cobertura de hedge	(739)	(755)	(789)	(1.494)	(1.610)	2,1	6,3	(7,2)
Otros	13	59	24	72	94	(78,0)	(45,8)	(23,4)
Total	(2.187)	(2.235)	(817)	(4.422)	(3.035)	2,1	(167,7)	45,7

En el 2T19, el resultado financiero neto fue negativo en US\$ 2,2 mil millones, ligeramente mejor que el 1T19, principalmente debido a los efectos de diferencia de conversión, la depreciación del dólar frente a la exposición pasiva en euro y la apreciación del dólar frente a la exposición pasiva en libras. Las variaciones monetarias y cambiarias redujeron las ganancias en US\$ 928 millones, en comparación con la reducción de US\$ 715 millones en el 1T19.

Los ingresos financieros alcanzaron US\$ 332 millones en el 2T19, un aumento del 29,2% con respecto al 1T19, principalmente debido a la ganancia con la firma de un anexo que complementa el acuerdo de confesión de deuda del 2018 firmado con Amazonas Energía. En el 2T19, los gastos financieros disminuyeron el 10,5% en comparación con el 1T19, principalmente debido a menores gastos financieros, como resultado de nuestros esfuerzos de desapalancamiento, y menores costos de recompra de títulos de deuda en el mercado de capitales.

Ganancia Neta atribuible a los accionistas de Petrobras

La ganancia neta en el 2T19 alcanzó US\$ 4.811 millones, equivalente a US\$ 0,36 por acción y 4,5 veces el resultado del 1T19, como resultado de la ganancia con la venta de TAG, parcialmente compensado por las mayores variaciones negativas por diferencias de conversión y la mayor tasa efectiva de impuesto sobre la renta y contribución social debido al mayor resultado antes de los tributos y baja de activos por impuestos diferidos en parcela de provisión judicial.

Ganancia Neta atribuible a los accionistas de Petrobras y EBITDA ajustado recurrente

La ganancia neta excluyendo el impacto de los elementos no recurrentes fue de US\$ 1.315 millones y EBITDA ajustado de US\$ 8.517 millones. En la ganancia neta los ítems no recurrentes totalizaron US\$ 5,3 mil millones antes de impuestos, en particular: (i) ganancias por ventas de activos (US\$ 4,9 mil millones), (ii) pérdidas con contingencias judiciales (US\$ 212 millones), (iii) Programa de Desligamiento Voluntario - PIDV (US\$ 85 millones). El EBITDA ajustado se vio afectado principalmente por pérdidas con contingencias judiciales.

A partir del 2019, la compañía adoptó el IFRS 16 de forma prospectiva y tuvo un impacto en la depreciación de los gastos por intereses. Para obtener información adicional, véase las Informaciones Trimestrales, nota 3.1., y consulte el capítulo Impactos del IFRS 16.

Tabla 07: Ítems no recurrentes

US\$ millones	2T19	1T19	2T18	1S19	1S18	Variación (%)		
						2T19 X 1T19	2T19 X 2T18	1S19 X 1S18
Ganancia neta	4,934	1,125	2,688	6,059	4,885	338.6	83.6	24.0
Ítems no recurrentes	5,296	-236	-377	5,060	435	2,344.1	1,504.8	1,063.2
Ítems no recurrentes que no afectan el EBITDA ajustado	5,488	143	-98	5,631	857	3,737.8	5,700.0	557.1
Impairment de activos e inversiones	-33	10	57	-23	37	-430.0	-157.9	-162.2
Realización de ajustes de conversión acumulativos - CTA	0	-34	0	-34	0	-100.0		
Ingresos por enajenación y cancelación de activos	5,405	183	-318	5,588	687	2,853.6	1,799.7	713.4
Efecto de diferencia de conversión sobre contingencias relevantes en Acuerdos firmados con el Sector eléctrico*	36	-15	-410	21	-441	340.0	108.8	104.8
	80	0	574	80	574		-86.1	-86.1
Otros ítems no recurrentes	-192	-379	-280	-571	-422	49.3	31.4	-35.3
PDV	-86	0	1	-86	1		-8,700.0	-8,700.0
Plan de carrera y compensación	-1	-1	0	-2	0	0.0		
Reembolsos - Operación Lava Jato	79	0	0	79	0			
Programas de amnistía provinciales	0	0	-12	0	-37		-100.0	-100.0
Pérdidas crediticias esperadas para el sector eléctrico.	-3	-15	-268	-18	-394	80.0	98.9	95.4
(Pérdidas) / Ganancias en contingencias judiciales	-173	-365	0	-538	-80	52.6		-572.5
Igualación de gastos - AIP	-9	0	0	-9	0			
Ingresos por multa contractual por no completar la venta de Liquigás	0	0	0	0	88			-100.0
Efecto neto de ítems no recurrentes sobre el impuesto sobre la renta / contribución	-1,801	69	128	-1,732	-148	-2,710.1	-1,507.0	-1,070.3
Ganancia neta recurrente	1,439	1,292	2,937	2,731	4,598	11.4	-51.0	-40.6
Accionistas de Petrobras	1,315	1,237	3,042	2,552	4,652	6.3	-56.8	-45.1
Accionistas no controladores	124	55	-106	179	-55	125.5	217.0	425.5
Efecto del IFRS 16 sobre la ganancia neta	-175	-189	0	-364	0	7.4		
EBITDA ajustado	8,325	7,294	8,339	15,619	16,284	14.1	-0.2	-4.1
Artículos no recurrentes	-192	-379	-280	-571	-422	49.3	31.4	-35.3
EBITDA ajustado recurrente	8,517	7,674	8,619	16,191	16,706	11.0	-1.2	-3.1
Efectos del IFRS 16	1,141	989	0	2,130	0	15.4		

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.

Adopción del IFRS 16

La siguiente tabla muestra los impactos en las líneas principales del Balance general, Estado de resultados y Flujo de caja.

Tabla 08: Adopción del IFRS 16

US\$ millones	Divulgado el 30.06.2019	Efectos de la adopción del IFRS 16	Saldo sin los efectos del IFRS 16 a
Balance General			
Activo	251.878	24.438	227.440
Pasivo	251.878	24.438	227.440
Estados del Resultado			
Ganancia bruta	14.292	158	14.134
Gastos operativos	(816)	74	(890)
Ganancia (pérdida) operativa	13.476	233	13.243
Resultado financiero neto	(4.422)	(785)	(3.637)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	9.305	(552)	9.857
Impuesto de renta y contribución social	(3.449)	187	(3.636)
Ganancia (pérdida) neta de operaciones continuas	5.856	(364)	6.220
Ganancia (pérdida) neta de operaciones	204	-	204
Ganancia (pérdida) neta	6.060	(364)	6.424
Flujo de Efectivo			
Actividad operativa	9.680	1.706	7.974
Actividades de inversión	6.770	533	6.237
Actividades de financiación	(13.004)	(2.238)	(10.766)
Caja y equivalentes de caja al final del período	17.206	-	17.206
Deuda neta	83.674	25.316	58.358
EBITDA ajustado	15.620	2.130	13.490
LTM EBITDA ajustado	30.835	2.130	28.705
Deuda neta / LTM EBITDA ajustada	2,71	0,68	2,03

La adopción del IFRS 16 no altera la estrategia de desapalancamiento de Petrobras, manteniendo la meta de reducir el índice deuda neta / EBITDA ajustado a 1,5x en 2020.

Inversiones

Los montos de inversión (CAPEX) incluyen la adquisición de propiedades, planta y equipo, incluidos los gastos de arrendamiento, activos intangibles, inversiones en subsidiarias y afiliadas, gastos con geología y geofísica, gastos con investigación y desarrollo y gastos preoperativos. Para los valores de CAPEX presentados en esta sesión del informe, no se aplica la norma contable internacional IFRS16 - Arrendamiento Mercantil.

Tabla 09: Inversiones

US\$ millones	2T19	1T19	2T18	1S19	1S18	Variación (%)		
						2T19 X 1T19	2T19 X 2T18	1S19 x 1S18
Exploración y Producción	2.112	1.976	2.695	4.088	5.452	6,9	(21,6)	(25,0)
Refinación	316	236	258	552	440	33,9	22,5	25,5
Gas y Energía	87	70	106	157	171	24,3	(17,9)	(8,2)
Distribución*	34	36	31	70	57	(5,6)	9,7	22,8
Otros	38	37	48	75	85	2,7	(20,8)	(11,8)
Total	2.587	2.355	3.138	4.942	6.205	9,9	(17,6)	(20,4)

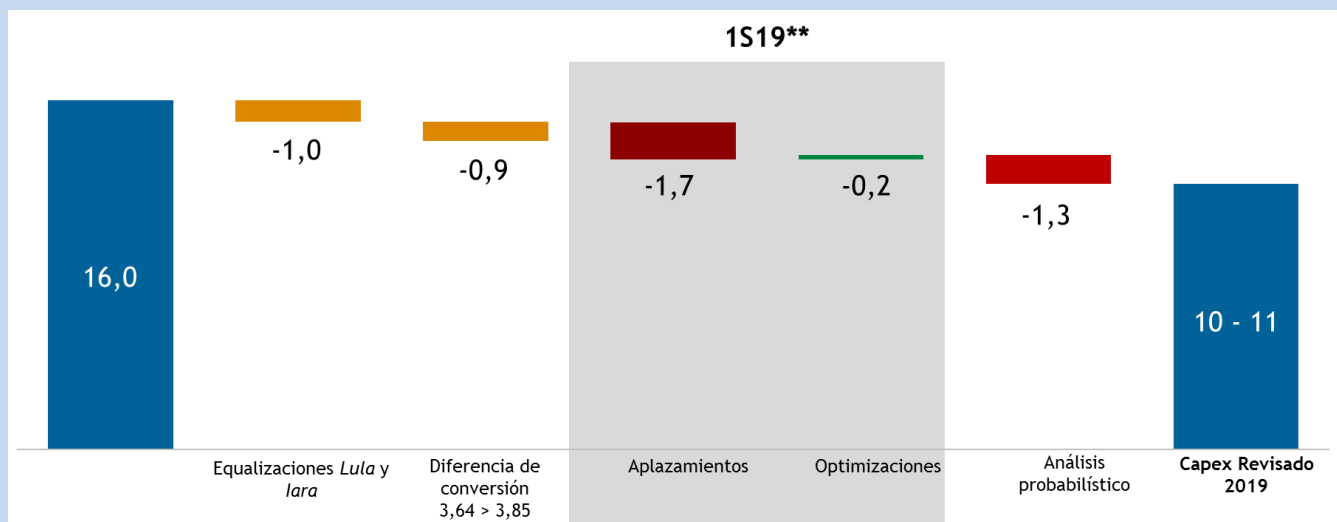
En el 2T19, las inversiones totalizaron US\$ 2,6 mil millones, de los cuales el 76% correspondió a inversiones de capital y el 24% a inversiones corrientes.

En el segmento de Exploración y Producción, las inversiones totalizaron US\$ 2,1 mil millones en el 2T19, el 6,9% por encima del 1T19, y se concentraron principalmente en: (i) el desarrollo de la producción de nuevos campos de petróleo en el polo de pre-sal de la Cuenca de Santos; (ii) mantener la producción en campos maduros; y (iii) mejorar la eficiencia operativa de las nuevas plataformas.

Como fue el caso con la meta de producción, siempre valorando la transparencia y enfocándonos en una mejor gestión de nuestro caja, revisamos la meta de gasto de capital para 2019 a un rango de US\$ 10 a 11 mil millones. La nueva proyección refleja aplazamientos de proyectos, optimizaciones y la exclusión de equalizaciones de gastos que no afectan la producción futura, como se detalla a continuación. Cabe mencionar que la meta de Capex no incluye el valor que se refiere a los pagos de bonificación de suscripción de las próximas subastas.

REVISIÓN DEL CAPEX

US\$ mil millones



El Capex del 2019 fue de US\$ 16 mil millones y se revisó al rango de US\$ 10-11 mil millones considerando los siguientes impactos:

* Se refiere a inversiones de BR Distribuidora. En vista de la venta de BR Distribuidora, las inversiones de esta subsidiaria se desconsolidarán a partir del 3T19.

** Visión competencia (las inversiones en visión de efectivo corresponden a aproximadamente el 90% de esta cantidad). No considera la participación en subastas.

- Ecualizaciones (US\$ 1 mil millones): premisa de no considerar más en el cálculo de inversiones el pago de ecualizaciones relacionadas con la unitización de campos.
- Diferencia de conversión (US\$ 900 millones): Impacto por diferencia de conversión considerando la tasa de cambio de R\$ 3,85 en lugar de R\$ 3,64.
- Aplazamientos (US\$ 1,7 mil millones):
 - a) actividades de perforación, terminación y colección, debido a nuevas especificaciones técnicas;
 - b) actividades de desmovilización, inspección y reconexión de líneas de gas, debido a reevaluaciones de la vida útil de las tuberías;
 - c) paradas programadas en refinerías y plataformas.
- Optimizaciones (US\$ 200 millones): revisión de la necesidad de pruebas de producción y ajustes de alcance de proyectos complementarios;
- Análisis probabilístico (US\$ 1,3 mil millones): revisión del análisis de riesgo de inversión. También incorpora la recuperación prevista de los gastos no realizados en el 1S19.

La siguiente tabla presenta la información principal sobre los nuevos sistemas de producción de petróleo y gas.

Proyecto	Inicio proyectado de la operación	Capacidad de la plataforma (barriles de petróleo / día)	CAPEX Petrobras Realizado US\$ mil millones	CAPEX Total Petrobras US\$ mil millones*	Parcela de Petrobras	Status
Berbigão (P-68) Unidad Propria	2019	150.000	1,4	2,6	42,5%	Proyecto en ejecución con UEP con más del 95% de progreso físico. 11 pozos perforados y 5 completados
Atapu 1 (P-70) Unidad Propria	2020	150.000	1,5	3,8	100%	Proyecto en ejecución con UEP con más del 95% de progreso físico. 10 pozos perforados y 1 completado
Sépia 1 (FPSO Carioca) Unidad Afretada	2021	180.000	0,2	3,0	100%	Proyecto en fase de ejecución con UEP con más del 70% de progreso físico. 5 pozos perforados y 2 terminados
Mero 1 (FPSO Guanabara) Unidad Afretada	2021	180.000	0,1	1,3	40,0%	Proyecto en fase de ejecución con UEP con más del 50% del progreso físico. 4 pozos perforados y 1 completado
Búzios 5 (FPSO Alm. Barroso) Unidad Afretada	2022	150.000	0,1	3,1	100,0%	Proyecto en ejecución, carta de intención firmada para carta de la plataforma en junio de 2019. 1 pozo perforado
Mero 2 (FPSO Sepetiba) Unidad Afretada	2023	180.000	0,0	1,2	40,0%	Proyecto en ejecución, carta de intención firmada para carta de la plataforma en junio de 2019. 4 pozos perforados y 2 terminados

* CAPEX con las premisas del PNG 19-23 para la vida útil del proyecto.

Gestión de Portfolio

En el 2T19, avanzamos la gestión de nuestro portfolio al completar la venta de activos importantes, lo que contribuyó significativamente a nuestro proceso de desapalancamiento. La conclusión de la venta del 90% de TAG y del 100% de la refinería de Pasadena, junto con los signos de los contratos firmados en el 2T19, combinada con la oferta pública de acciones de BR Distribuidora en julio del 37,5%, resultó en una entrada de efectivo de US\$ 11,7 mil millones en el período. También en julio, firmamos contratos para la venta de los Poles *Pampo* y *Enchova* y el campo *Baúna* (activos *non core* ubicados en aguas poco profundas) por un total de US\$ 1,5 mil millones.

Estas ventas han contribuido para, alcanzar, en el 2019, hasta la fecha, US\$ 15,1 mil millones en valor total de las transacciones de desinversión firmadas y completadas, incluidas las transacciones firmadas en el 2018 y completadas en el 2019 (con una entrada de efectivo de US\$ 12,8 mil millones, como se detalla a continuación).

Tabla 11.: Transacciones concluidas / firmadas

Activo	Valor de Transacción (US\$ millones)	Valor recibido (US\$ millones)
Campo de <i>Maromba</i>	90	
Refinería de Pasadena	562	467
TAG*	8.722	8.722
Campo de <i>Tartaruga Verde</i>	1.294	259
Campos Terrestres - RN	384	29
BR Distribuidora	2.553	2.553
Polo <i>Pampo</i> y <i>Enchova</i>	851	53
Campo de <i>Baúna</i>	665	50
Distribución en Paraguay	firmado en 2018	381
PO&G BV	firmado en 2018	250
Valor total	15.121	12.764

Además, tenemos los siguientes activos en venta en nuestro portfolio, además de varios proyectos en fase de estructuración para la venta, cuyos *Teasers* se lanzarán pronto.

Tabla 12.: Activos en desinversión

<i>Teaser</i> / Fase no vinculante	Fase Vinculante
Activos de Refinación (RNEST, RLAM, REPAR y REFAP)	Liquigás
Campos Terrestres (ES, BA)	Campos de Aguas profundas (Sergipe Alagoas)
Campos de Aguas Poco Profundas (ES) <i>Peroá</i> y <i>Cangoá</i>	Campos Terrestres (BA, ES, SE, RN e CE)
Breitener Energética	Campos de Aguas Poco Profundas (SP, CE, SE e RN)
Mega	UFN-III y Araucária Nitrogenados

La venta adicional de participación en BR Distribuidora y el inicio del proceso de desinversión de refinerías se encuentran entre las principales acciones establecidas en el Plan de Resiliencia y en las nuevas pautas para la gestión de nuestra cartera, iniciadas el 08/03/2019 y 26/04/04. 2019, respectivamente.

Petrobras refuerza la importancia de la gestión de portfolio centrándose en los activos en los que es propietario natural, a fin de mejorar su asignación de capital, permitir la reducción de la deuda y la reducción del costo de capital, y el consiguiente aumento en la generación de valor para sus accionistas.

* US\$ 800 millones se refieren al pago de una deuda TAG con BNDES.

Tabla 13: Liquidez y Recursos de Capital

US\$ millones	2T19	1T19	2T18	1S19	1S18
Efectivo ajustado al comienzo del período	10.482	14.982	21.141	14.982	24.404
Bonos del gobierno federal y depósitos a plazo más de 3 meses al comienzo del período	(1.121)	(1.083)	(1.175)	(1.083)	(1.885)
Efectivo y equivalentes de efectivo al comienzo del período	9.361	13.899	19.966	13.899	22.519
Recursos generados por las actividades operativas	5.226	4.710	7.100	9.936	13.950
Operaciones continuas actividades operativas	5.258	4.422	6.996	9.680	13.652
Actividades operativas de operaciones discontinuadas	(32)	288	104	256	298
Recursos utilizados en actividades de inversión.	7.911	(1.192)	18	6.719	285
Operaciones continuas actividades de inversión	7.948	(1.178)	36	6.770	253
Inversiones en áreas de negocio.	(2.054)	(1.578)	(2.795)	(3.632)	(5.839)
Ingresos por venta de activos (desinversiones)	8.799	312	2.601	9.111	4.914
Dividendos recibidos	702	114	265	816	486
Inversiones en valores	501	(26)	(35)	475	692
Actividades de inversión de operaciones discontinuadas	(37)	(14)	(18)	(51)	32
(=) Flujo de efectivo de las actividades de operación e	13.137	3.518	7.118	16.655	14.235
Recursos netos utilizados para financiar actividades de actividades continuas	(5.033)	(7.971)	(9.767)	(13.004)	(19.187)
Financiamiento Neto	(2.543)	(7.038)	(9.468)	(9.581)	(18.853)
Captaciones	488	4.237	2.186	4.725	8.128
Amortización	(3.031)	(11.275)	(11.654)	(14.306)	(26.981)
Depreciación y Arrendamientos	(1.368)	(870)	-	(2.238)	-
Dividendos pagados a los accionistas de Petrobras	(1.006)	-	(165)	(1.006)	(165)
Dividendos pagados a accionistas no controladores	(86)	-	(85)	(86)	(85)
Participación no controladora	(30)	(63)	(49)	(93)	(84)
	(432)	(63)	(17)	(495)	(69)
Fondos netos generados (utilizados) por actividades financieras	(5.465)	(8.034)	(9.784)	(13.499)	(19.256)
Efecto de variación de cambio en efectivo y equivalentes de efectivo	173	(22)	(303)	151	(501)
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del período	17.206	9.361	16.997	17.206	16.997
Bonos del gobierno federal y depósitos a plazo durante 3 meses al final del período	641	1.121	1.053	641	1.053
Efectivo ajustado al final del período	17.847	10.482	18.050	17.847	18.050
Reconciliación de flujo de efectivo libre					
Recursos generados por las actividades operativas.	5.226	4.710	7.100	9.936	13.950
Inversiones comerciales	(2.054)	(1.578)	(2.795)	(3.632)	(5.839)
Arrendamientos mercantiles referentes a inversiones*	(298)	(235)	-	(533)	-
Flujo de caja libre	2.874	2.897	4.305	5.771	8.111

A 30 de junio del 2019, el saldo de caja y equivalentes de caja era de US\$ 17.206 millones y las disponibilidades ajustadas totalizaron US\$ 17.847 millones. El 2T19 estuvo marcado por la entrada de fondos provenientes de la generación operativa de efectivo de US\$ 5,2 mil millones, financiaciones de US\$ 488 millones y ingresos de US\$ 8,8 mil millones por la venta de activos. Estos fondos estaban destinados a pagos anticipados de deudas, pagos de principal e intereses vencidos en el período y gastos de capital en las áreas de negocios.

En línea con el plan de resiliencia, estamos trabajando para liberar el exceso de capital de la disponibilidad de efectivo de caja, lo que nos permite trasladarnos a usos más productivos. Sin embargo, el caja en el 2T19 cerró por encima del nivel deseado, dado que no había tiempo para usar la entrada de efectivo con la venta de TAG, que ocurrió a mediados de junio.

* Con la adopción del IFRS 16, los arrendamientos que afectaron la actividad de Inversión se reclasificaron a la actividad de financiaciones.

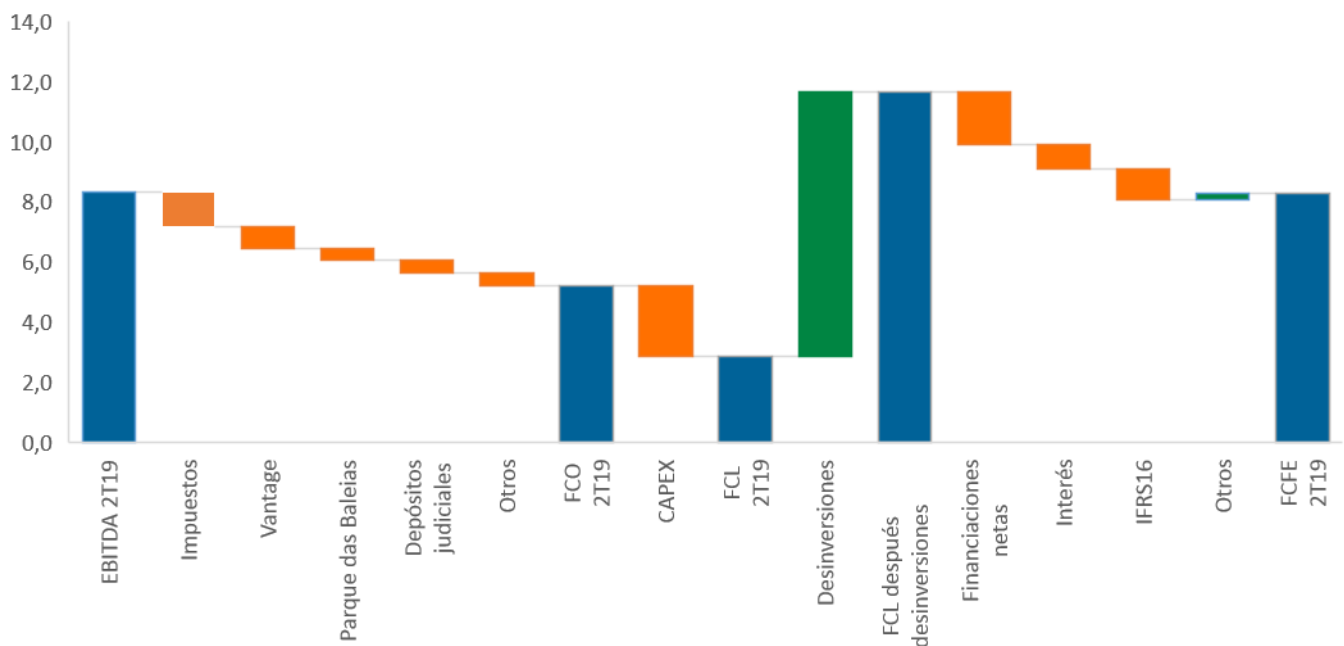
En el 2T19, la compañía liquidó diversos préstamos y financiamientos, destacándose: (i) recompra de US\$ 382 millones de títulos en el mercado de capitales internacional; (ii) el prepago de US\$ 1,435 millones de préstamos en el mercado bancario nacional e internacional; y (iii) prepago de US\$ 256 millones de financiacines junto al BNDES.

Conciliación EBITDA x FCOx FCFE

El EBITDA ajustado alcanzó US\$ 8,3 mil millones en el 2T19, principalmente debido al aumento del *Brent*. Teniendo en cuenta los efectos de caja no capturados en el EBITDA, como el pago del acuerdo de unificación del *Parque das Baleias*, el pago relacionado con el arbitraje presentado por *Vantage* y los depósitos judiciales, el flujo de caja operativo fue de US\$ 5,3 mil millones.

Las inversiones en el negocio de la compañía totalizaron US\$ 2,4 mil millones en el 2T19, de las cuales el 82% se destinó a exploración y producción. Estos mismos factores resultaron en un Flujo de Caja Libre positivo de US\$ 2,9 mil millones en el 2T19.

Conciliación EBITDA x FCO x FCL x FCFE - US\$ mil millones



Indicadores de Endeudamiento

Nuestra prioridad es buscar un balance sólido con una cartera de deuda de bajo riesgo, caracterizada por un apalancamiento bajo, una cobertura de intereses alta, largo plazo mediano y bajo costo.

En este sentido, la deuda bruta cayó el 4,2% a US\$ 76 mil millones al 30 de junio de 2019, con un vencimiento promedio de 10,25 años y un costo promedio de 6,0% al año. El apalancamiento medido por el indicador de deuda neta/(deuda neta + *market cap*) alcanzó el 46% al 30 de junio del 2019, frente a 49% al 31 de marzo de 2019.

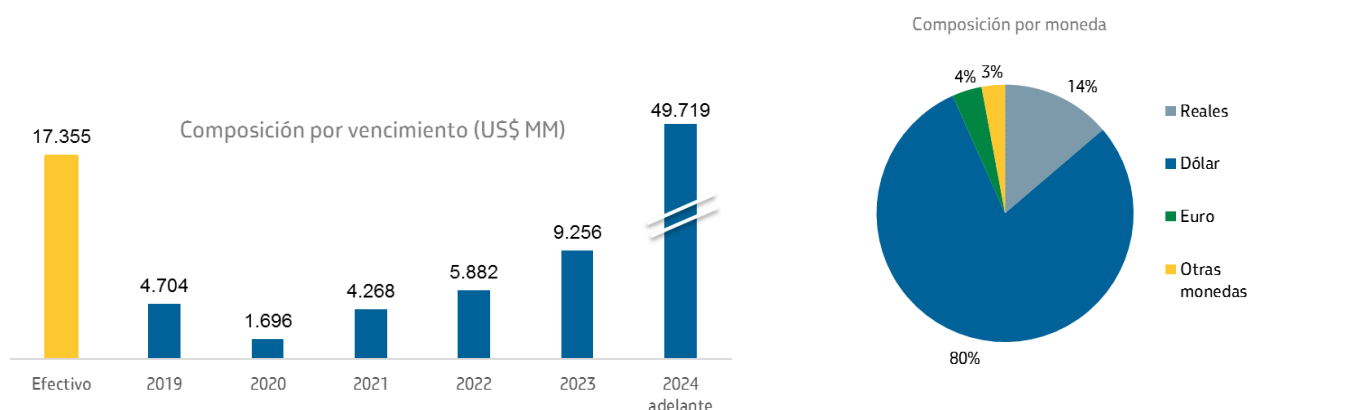
La deuda neta disminuyó de US\$ 96 mil millones en el 1T19 a US\$ 84 mil millones en el 2T19, principalmente debido al aumento en la posición de caja que alcanzó los US\$ 17,4 mil millones el 30 de junio de 2019, reflejando una sólida generación de efectivo y entradas de efectivo. procedente de la venta de TAG.

El desapalancamiento es una prioridad para Petrobras, cuyo objetivo es reducir la razón deuda neta/EBITDA ajustado a 1,5x para 2020, considerando los efectos del IFRS 16. Al 30 de junio del 2019, la razón deuda neta/LTM EBITDA ajustado era 2,71x considerando los efectos del IFRS 16, una reducción significativa en comparación con el índice 3,10x registrado en el 31 de marzo de 2019.

La parcela del endeudamiento en dólares estadounidenses aumentó del 76% el 31 de marzo de 2019 al 80% el 30 de junio de 2019, mientras que la parcela en reales disminuyó del 17% al 14%.

Tabla 14: Endeudamiento

US\$ millones	30.06.2019	31.3.2019	Δ %	30.06.2018
Deuda bruta (sin IFRS16)	75.527	78.810	(4,2)	91.516
Mercado de capitales	40.584	42.023	(3,4)	45.287
Mercado bancario	28.479	29.993	(5,0)	37.566
Bancos de desarrollo	2.163	2.882	(24,9)	4.238
Agencias de crédito a la exportación	4.049	3.658	10,7	4.123
Partes relacionadas	-	-	-	-
Otros	252	254	(0,8)	302
Arrendamientos mercantiles (IFRS 16)	25.502	27.197	(6,2)	196
Deuda bruta (con IFRS16)	101.029	106.007	(4,7)	91.712
Efectivo ajustado	17.355	10.482	65,6	18.050
Deuda neta	83.674	95.525	(12,4)	73.662
Deuda neta excluyendo el IFRS	58.172	68.328	0,9	73.466
Deuda neta / (Deuda neta + <i>market cap</i>) - Apalancamiento	46%	49%	(6,1)	54%
Tasa de interés promedio (% interanual)	6,0	6,0	-	6,2
Vencimiento medio de la deuda (años)	10,25	9,42	8,8	9,11
Ratio de deuda neta / EBITDA ajustado LTM	2,71	3,10	(12,6)	2,79
Ratio de deuda bruta / EBITDA ajustado LTM	3,28	3,44	(4,6)	3,48
R\$ millones				
Deuda bruta (sin IFRS16)	289.432	307.099	(5,8)	352.870
Arrendamientos (NIIF 16)	97.730	105.979	(7,8)	759
Efectivo ajustado	66.508	40.846	62,8	69.596
Deuda neta	320.654	372.232	(13,9)	284.033
Deuda neta (sin IFRS16)	222.924	266.253	(16,3)	283.274
Ratio de deuda neta / LTM EBITDA ajustado	2,69	3,19	(15,7)	3,20



RESULTADO POR SEGMENTO DE NEGOCIO

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Tabla 15: Exploración y Producción

US\$ millones	2T19	1T19	2T18	1S19	1S18	Variación (%)		
						2T19 X 1T19	2T19 X 2T18	1S19 x 1S18
Ingresos de ventas	12.660	11.384	13.382	24.044	25.933	11,2	(5,4)	(7,3)
Ganancia bruta	5.835	4.580	5.779	10.415	10.903	27,4	1,0	(4,5)
Gastos operativos	(566)	(560)	(914)	(1.126)	(652)	(1,1)	38,1	(72,7)
Ganancia (pérdida) operativa	5.269	4.020	4.865	9.289	10.251	31,1	8,3	(9,4)
Ganancia (pérdida)- Accionistas de	3.516	2.690	3.215	6.206	6.772	30,7	9,4	(8,4)
EBITDA ajustado del segmento	8.037	6.761	7.449	14.798	14.435	18,9	7,9	2,5
Margen del EBITDA del segmento (%)	63	59	56	62	56	4	7	6
Brent crudo promedio (US\$ / bbl)	68,82	63,20	74,35	66,01	70,55	8,9	(7,4)	(6,4)
Precio de venta - Brasil						-	-	-
Petróleo crudo (US\$ / bbl)	64,79	59,05	67,75	62,01	64,99	9,7	(4,4)	(4,6)
Lifting cost - Brasil (US\$/boe)*								
sin participación gubernamental	10,43	10,44	10,68	10,44	11,10	(0,1)	(2,3)	(5,9)
Tierra	19,50	20,41	18,89	19,96	20,27	(4,5)	3,2	(1,5)
Águas Rasas	31,64	30,80	23,44	31,19	25,79	2,7	35,0	20,9
Post-sal profundo y ultra profundo	13,63	11,12	12,33	12,34	12,58	22,6	10,5	(1,9)
Pre-sal	6,03	6,79	6,60	6,39	6,65	(11,2)	(8,6)	(3,9)
con participación gubernamental	23,17	22,73	24,43	22,96	24,01	1,9	(5,2)	(4,4)
Participaciones Gubernamentales	3.494	2.402	3.027	5.896	5.484	45,5	15,4	7,5
Royalties	1.204	1.087	1.292	2.291	2.435	10,8	(6,8)	(5,9)
Participación Especial**	2.278	1.303	1.723	3.581	3.023	74,8	32,2	18,5
Retención de área	12	12	12	24	26	-	-	(7,7)

En el 2T19, el *lifting cost* en dólar sin participación gubernamental en el pre-sal se mantuvo en un nivel de US\$ 6 por boe de manera constante durante los trimestres. En la comparación entre los trimestres de 2019, destacamos el *ramp-up* de la producción de las plataformas de campo Búzios, que contribuyó a la reducción del indicador.

En el post-sal, hubo un aumento en el *lifting cost* debido a mayores gastos con intervenciones en pozos y una producción reducida con paradas de plataformas (P-33 y P-37), así como disminución en la producción.

En aguas poco profundas, el aumento en el *lifting cost* se justifica por la parada de las plataformas P-9 y PNA-1.

En tierra, tuvimos una reducción en el *lifting cost* en dólares, debido a la optimización de los gastos operativos en el período.

En las participaciones gubernamentales, destacamos la fuerte influencia de los precios del petróleo en el mercado internacional, lo que llevó a un aumento en la comparación entre los trimestres. En términos unitarios, la relación se vio disminuida por los *ramp-up* de la plataforma de Cesión Onerosa, que no están sujetos a participaciones especiales.

El aumento en la ganancia bruta resulta de una mayor producción y de las cotizaciones de cambio y *Brent*, parcialmente compensados por un mayor gasto en participaciones gubernamentales. La ganancia operativa también presentó aumento, principalmente debido al efecto neto de los *impairments* en el período: reversión de los campos en el proceso de enajenación, de la Cuenca de Campos, parcialmente compensado por las pérdidas del buque sonda *Vitória* 10.000 ofrecido para la venta y en el *Parque das Baleias*.

A pesar de los resultados positivos, decidimos revisar nuestra guía de producción para 2019 a 2,7 millones de barriles de petróleo equivalente por día (2,1 millones de barriles por día de producción de petróleo), con una variación de +/- 2,5 %. En la comparación del semestre, nuestra producción de petróleo en Brasil disminuyó de 2.670 para 2.586 Mbpd debido al efecto de las ventas de activos productores, que totalizaron 82 Mboed y la disminución de la producción en el 9,6% en los últimos 12 meses (255 Mboed),

* En el 2019, buscando preservar la comparabilidad temporal, el indicador de gestión *lifting cost* sigue considerando la consideración de los arrendamientos en su composición, es decir, preserva el criterio antes de la adopción del IFRS 16.

** El monto de Participación Especial de US\$ 2,3 mil millones en el 2T19 incluye aproximadamente US\$ 0,9 mil millones relacionados con la unificación del *Parque das Baleias*, cuyo acuerdo se firmó en abril/19.

compensado por un aumento del 13% en la producción de pre-sal como resultado del aumento de la producción de plataformas recién instaladas. Confiamos en el nuevo objetivo, ya que estamos resolviendo los problemas que enfrentamos, que están especialmente relacionados con la puesta en servicio de sistemas de gas en las plataformas de campo de Búzios. Esta revisión también traerá ajustes a la curva de producción proyectada para el horizonte de nuestro plan de negocios, que está en preparación y se anunciará el próximo diciembre.

Nuestra producción presentará un crecimiento sólido en el futuro, siempre garantizando nuestro máximo valor, la seguridad de las personas, como resultado de una mayor capacidad de producción de pre-sal y esfuerzos para reducir la disminución de la cuenca de Campos.

REFINO

Tabla 16: Refino

US\$ millones	2T19	1T19	2T18	1S19	1S18	Variación (%)		
						2T19 X 1T19	2T19 X 2T18	1S19 x 1S18
Ingresos de ventas	16.675	16.135	18.148	32.810	35.207	3,3	(8,1)	(6,8)
Ganancia bruta	1.550	1.230	2.545	2.780	4.448	26,0	(39,1)	(37,5)
Gastos operativos	(1.184)	(617)	(540)	(1.801)	(1.270)	(91,9)	(119,3)	41,8
Ganancia (pérdida) operativa	366	613	2.005	979	3.178	(40,3)	(81,7)	(69,2)
Ganancia (pérdida) - Accionistas de Petrobras	286	506	1.457	792	2.399	(43,5)	(80,4)	(67,0)
EBITDA ajustado del segmento	1.212	1.262	2.453	2.474	4.260	(4,0)	(50,6)	(41,9)
Margen del EBITDA del segmento (%)	7	8	14	8	12	(1)	(7)	(4)
Costo de Refinación (US\$ / barril) - Brasil	2,58	2,59	2,36	2,59	2,64	(0,4)	9,3	(1,9)
Costo de Refinación (R\$ / barril) - Brasil	10,14	9,74	8,57	9,94	9,05	4,1	18,3	9,8
Derivados Básicos Precio - En Brasil (R\$ / bbl)	78,53	73,65	81,00	76,11	79,95	6,6	(3,1)	(4,8)

En el 2T19, la mejora en la ganancia bruta se debe principalmente a la rotación del inventario. La realización del inventario se realizó a precios inferiores a los precios de reemplazo de insumos, resultando en ganancia en el 2T19. Este efecto en el resultado del segundo trimestre fue mayor que el trimestre anterior, debido al aumento progresivo del *Brent* desde el diciembre/18. Los márgenes más bajos en diésel y GLP, tras el *crack spread* en el mercado internacional, fueron compensados por la mejora en el *crack spread* de la gasolina y el mayor volumen de diésel vendido en Brasil.

El costo unitario de refinación se vio afectado por los mayores gastos de personal debido a la reducción de los costos de personal apropiados en el 1T19 debido a la concentración de vacaciones en el período y el aumento de los gastos de horas extra en el 2T19.

La ganancia operativa fue menor debido a los mayores cargos por *impairment* de Comperj y con contingencias judiciales relacionadas con impuestos.

Con el fin de reducir los riesgos de contingencia, en el 2T19 reconocimos gastos por un monto de US\$ 0,3 mil millones para cerrar disputas fiscales y ambientales que totalizaron una exposición potencial de US\$ 1,6 mil millones. Los gastos con demandas judiciales están relacionados con la adhesión al programa de amnistía ICMS en las provincias de Bahía y Ceará (gasto de US\$ 94 millones por una exposición de US\$ 470 millones) y los gastos ambientales se refieren al cumplimiento de las condiciones para Licencia ambiental de Comperj (gasto de US\$ 207 millones por una exposición de US\$ 1,2 mil millones).

Con el objetivo de desarrollar nuevos mercados, agregando aún más valor a nuestro petróleo, abrimos un parque de tanques en el puerto de Qingdao, en la provincia china de Shandong. Como China ahora representa alrededor del 75% de nuestras exportaciones de petróleo, esperamos que este movimiento pueda satisfacer las necesidades de nuestros clientes de la manera más eficiente y rentable posible. La misma lógica se aplica a las exportaciones de bunker y oleo combustible, que aumentaron en el 2T19 como resultado de las expectativas relacionadas con el IMO2020. Además de

producir corrientes de petróleo con bajo contenido de azufre, y por lo tanto dentro de los nuevos requisitos, estamos trabajando para aumentar nuestra capacidad de exportación y en el 2T19 llevamos a cabo pruebas de producción en nuestras refinerías que ya suman alrededor de 30 mil barriles por día de bunker. que cumplen con las especificaciones IMO 2020, superando los niveles inicialmente proyectados.

Gas y Energía

Tabla 17: Gas y Energía

US\$ millones	2T19	1T19	2T18	1S19	1S18	Variación (%)		
						2T19/ 1T19	2T19/ 2T18	1S19/ 1S18
Ingresos de ventas	2,575	3,208	2,875	5,783	5,702	(19.7)	(10.4)	1.4
Ganancia bruta	973	907	754	1,880	1,780	7.3	29.0	5.6
Gastos operativos	4,909	-499	-591	4,410	-1,380	1083.8	930.6	419.6
Ganancia (pérdida) operativa	5,882	408	163	6,290	400	1341.7	3508.6	1472.5
Ganancia (pérdida) - Accionistas de	3,890	248	76	4,138	224	1468.5	5018.4	1747.3
EBITDA ajustado del segmento	583	592	358	1,175	764	(1.5)	62.8	53.8
Margen del EBITDA del segmento (%)	23	18	13	20	13	5	10	7
Precio de venta Brasil - gas natural	47.97	49.60	40.02	48.80	40.06	(3.3)	19.9	21.8

En el 2T19, la ganancia bruta fue mayor debido a mejores márgenes en la comercialización de gas natural y energía en el Ambiente de Contratación Libre (ACL).

En el comercio de gas natural, el margen bruto se vio afectado positivamente por mejores condiciones comerciales en el mercado internacional de GNL. Estas condiciones condujeron a un menor costo de adquisición, a través de una mayor disponibilidad de GNL regasificado al mercado en detrimento a la importación de gas natural boliviano.

El mejor margen en el comercio de energía de ACL resulta de una caída en PLD, reduciendo los costos de liquidación de los contratos de venta en la Cámara de Comercio de Energía Eléctrica (CCEE). Por otro lado, el menor valor de PLD asociado con la reducción de despacho tuvo un impacto negativo en la generación.

La mayor ganancia operativa refleja principalmente el impacto de la venta de participación en TAG en junio del 2019. Las perspectivas de desembolso para el resto del año 2019 para el uso de tuberías TAG son de US\$ 0,74 mil millones y para NTS US\$ 0,6 mil millones.

1. Anexo I – Reconciliación del EBITDA Ajustado

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

El EBITDA ajustado, cuando reflejando el sumatorio de los últimos 12 meses (*Last Twelve Months*), 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 EBITDA ajustado, establecida en el Plano de Negocios y Gestión (PNG 2019-2023), ayudando la valuación de lo apalancamiento y liquidez de la compañía.

El EBITDA y el 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 18: EBITDA Ajustado

US\$ millones	2T19	1T19	2T18	1S19	1S18	Variación (%)		
						2T19 X 1T19	2T19 X 2T18	1S19 X 1S18
Ganancia (pérdida) neta	4.858	998	2.615	5.856	4.735	387	86	24
Resultado financiero neto	2.187	2.235	817	4.422	3.035	(2)	168	46
Impuestos a las ganancias	2.960	489	1.236	3.449	2.405	505	139	43
Depreciación, agotamiento y amortización	3.747	3.682	3.011	7.429	6.387	2	24	16
EBITDA	13.752	7.404	7.679	21.156	16.562	86	79	28
Resultado de participaciones en inversiones	(120)	(131)	(86)	(251)	(244)	8	(40)	(3)
Reversión/Pérdida por deterioro del valor de los activos - impairment	27	(7)	(49)	20	(31)	486	155	165
Realización de diferencias de conversión (CTA)	-	34	-	34	-	(100)	-	-
Resultado con enajenación/baja de activos	(5.405)	(183)	318	(5.588)	(687)	(2.854)	(1.800)	(713)
Efecto de variación cambiaria sobre contingencias relevantes en moneda extranjera	(36)	15	410	(21)	441	(340)	(109)	(105)
EBITDA ajustado de operaciones continuadas	8.218	7.132	8.272	15.350	16.041	15	(1)	(4)
EBITDA ajustado de operaciones discontinuadas	108	162	68	270	243	(33)	59	11
EBITDA Ajustado Total	8.326	7.294	8.340	15.620	16.284	14	-	(4)
Margen del EBITDA ajustado (%)	44	38	40	41	40	6	4	1

2. Demostración de los resultados a extranjero

Tabla 19 - Demostración de los resultados a extranjero

US\$ millones - 1S19	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	TOTAL
Ingresos de Ventas	85	17	21	524			647
Ganancia bruta	32	17	3	29			81
Ganancia antes del resultado financiero, participaciones y tributos	(222)	(48)	(2)	151			(121)
Ganancia neta (pérdida) atribuible a los accionistas Petrobras	(71)	(32)	7	99			3

Efectos de las variaciones cambiarias en los resultados operativos del 2T19

La principal moneda funcional del sistema Petrobras es el real brasileño, que también la moneda funcional de la empresa matriz y de las subsidiarias brasileñas. Entretanto, la moneda de presentación de este informe financiero es el dólar estadounidense de modo a facilitar la comparación con otras compañías de óleo y gas. Así, los resultados los resultados de las operaciones son convertidos en dólar estadounidense utilizando la tasa cambiaria promedio del periodo.

Cuando el real brasileño se aprecia en relación al dólar estadounidense, como ocurrió en el 2017, el efecto es generalmente de aumentar tanto los ingresos como los gastos cuando expresos en dólar estadounidense. Cuando el real brasileño se deprecia en relación al dólar estadounidense, como ocurrió en el 1T19, el efecto es generalmente de disminuir tanto los ingresos como los gastos cuando expresos en dólar estadounidense.

De manera a aislar los efectos de los efectos de las variaciones cambiarias en los resultados de las operaciones, la tabla abajo presenta la reconciliación de los Estados del Resultado en informaciones en una base cambiaria constante, asumiendo las mismas tasas cambiarias entre cada trimestre para traducción. En el 1T19, los resultados en una base cambiaria constante fueran computados por la conversión de los resultados del 1T19 y 2T19 del real brasileño para dólares estadounidense con base en las mismas tasas promedias utilizadas en el 1T18 y 2T18 (3,2433 y 3,6056, respectivamente).

Los valores y respectivas variaciones presentadas en moneda constante no son medidas definidas en el *International Financial Reporting Standards* – IFRS. Nuestros cálculos posiblemente no lo pueden ser comparados al cálculo de otras compañías y no lo deben ser considerados como sustitutos de ninguna medida calculada en acuerdo con el IFRS.

	Con base en el Informe				Informaciones financieras en moneda constante			
	Ene-Jun		Variación		Ene-Jun2019		Variación *	
	U.S.\$ millones				U.S.\$ millones			
	2019	2018	Δ	Δ(%)	Efectos de conversión de cambio	Resultados en moneda constante	Δ	Δ(%)
Ingresos de ventas	37.305	40.355	(3.050)	(8)	(4.668)	41.973	1.618	4
Costo de ventas	(23.013)	(24.162)	1.149	5	2.925	(25.938)	(1.776)	(7)
Ganancia bruta	14.292	16.193	(1.901)	(12)	(1.744)	16.036	(157)	(1)
Gastos de ventas	(1.838)	(2.161)	323	15	228	(2.066)	95	4
Gastos generales y administración	(1.123)	(1.159)	36	3	141	(1.264)	(105)	(9)
Gastos de exploración	(274)	(298)	24	8	37	(311)	(13)	(4)
Gastos con investigación y desarrollo	(284)	(316)	32	10	35	(319)	(3)	(1)
Otros gastos por impuestos	(159)	(234)	75	32	22	(181)	53	23
Otros ingresos y gastos	2.862	(2.094)	4.956	237	(167)	3.029	5.123	245
Ganancia (pérdida) operativa	13.476	9.931	3.545	36	(1.448)	14.924	4.993	50
Resultado financiero neto	(4.422)	(3.035)	(1.387)	(46)	553	(4.975)	(1.940)	(64)
Resultado de participaciones en inversiones	251	244	7	3	(32)	283	39	16
Ganancia (pérdida) antes de los impuestos a las ganancias	9.305	7.140	2.165	30	(928)	10.233	3.093	43
Impuestos a las ganancias	(3.449)	(2.405)	(1.044)	(43)	340	(3.789)	(1.384)	(58)
Ganancia (pérdida) neta	5.856	4.735	1.121	24	(587)	6.443	1.708	36

* Variación después de aislar los efectos de la conversión de cambio entre los períodos utilizados para la conversión.

ANEXO II - ESTADOS CONTABLES

Tabla 20 - Estado del Resultado – Consolidado

US\$ millones	2T19	1T19	2T18	1S19	1S18
Ingresos por ventas	18.502	18.803	20.753	37.305	40.355
Costo de ventas	(10.800)	(12.213)	(12.347)	(23.013)	(24.162)
Ganancia bruta	7.702	6.590	8.406	14.292	16.193
Gastos de ventas	(935)	(903)	(1.106)	(1.838)	(2.161)
Gastos generales y administrativos	(559)	(564)	(557)	(1.123)	(1.159)
Gastos de exploración	(100)	(174)	(162)	(274)	(298)
Gastos con investigación y desarrollo	(146)	(138)	(164)	(284)	(316)
Otros gastos por impuestos	(66)	(93)	(94)	(159)	(234)
Otros ingresos y gastos, netos	3.989	(1.127)	(1.741)	2.862	(2.094)
	2.183	(2.999)	(3.824)	(816)	(6.262)
Ganancia (pérdida) operativa	9.885	3.591	4.582	13.476	9.931
Ingresos financieros	332	257	1.166	589	1.482
Gastos financieros	(1.591)	(1.777)	(1.460)	(3.368)	(3.235)
Diferencias de conversión	(928)	(715)	(523)	(1.643)	(1.282)
Resultado financiero neto	(2.187)	(2.235)	(817)	(4.422)	(3.035)
Resultado de participaciones en inversiones	120	131	86	251	244
Ganancia (pérdida) antes de los impuestos a las ganancias	7.818	1.487	3.851	9.305	7.140
Impuestos a las ganancias	(2.960)	(489)	(1.236)	(3.449)	(2.405)
Ganancia (pérdida) neta de operaciones continuas	4.858	998	2.615	5.856	4.735
Ganancia (pérdida) neta de operaciones discontinuadas	77	127	73	204	149
Ganancia (pérdida) neta	4.935	1.125	2.688	6.060	4.884
Atribuible a:	-	-	-	-	-
Accionistas de Petrobras	4.811	1.070	2.794	5.881	4.939
Resultado de operaciones continuas	4.756	979	2.742	5.735	4.833
Resultado de operaciones discontinuadas	55	91	52	146	106
Accionistas no controlantes	124	55	(106)	179	(55)
Resultado de operaciones continuas	102	19	(127)	121	(98)
Resultado de operaciones discontinuadas	22	36	21	58	43

Tabla 21 - Balance General – Consolidado

ACTIVO - US\$ millones	06.30.2019	12.30.2018
Activo corriente	47.318	37.062
Efectivo y equivalente al efectivo	16.714	13.899
Inversiones financieras	641	1.083
Cuentas por cobrar, netas	4.047	5.746
Inventarios	8.934	8.987
Impuestos y cotizaciones	2.356	2.035
Activos por impuestos corrientes	9.821	1.946
Depósitos vinculados a la Class Action	2.866	1.881
Otros activos corrientes	1.939	1.485
Activo no corriente	204.560	185.006
Realizable a largo plazo	21.387	22.059
Cuentas por cobrar, netas	4.908	5.492
Inversiones financieras	52	53
Depósitos judiciales	7.567	6.711
Impuestos diferidos	2.641	2.680
Impuestos y contribuciones	3.490	3.540
Adelanto a proveedores	442	666
Otros activos no corrientes	2.287	2.917
Inversiones	3.806	2.759
Propiedad, planta y equipo	176.784	157.383
Activos intangibles	2.583	2.805
Total de Activos	251.878	222.068

PASIVO - US\$ millones	06.30.2019	12.30.2018
Corriente	36.100	25.051
Proveedores	5.697	6.327
Financiaciones corrientes	5.695	3.667
Arrendamiento financiero	5.886	23
Impuestos y cotizaciones	4.409	3.767
Dividendos propuestos	332	1.109
Salarios, vacaciones, gastos	1.699	1.658
Pensiones y planes de salud	778	810
Provisión para procedimientos judiciales	2.962	3.482
Pasivos asociados a activos mantenidos para la venta	5.744	983
Acuerdo con autoridades estadounidenses	-	783
Otros pasivos corrientes	2.898	2.442
No corriente	135.036	123.842
Financiaciones a largo plazo	69.832	80.508
Arrendamiento financiero	19.616	162
Impuesto sobre la renta y contribución social	545	552
Impuestos diferidos y cotizaciones sociales.	3.835	654
Pensiones y planes de salud.	21.500	21.940
Provisión para procedimientos judiciales	2.981	3.923
Provisión para desmantelamiento de áreas	15.290	15.133
Otros pasivos no corrientes	1.437	970
Patrimonio Neto	80.742	73.175
Capital Social desembolsado	107.101	107.101
Ganancias acumuladas y otras	(27.872)	(35.557)
Participación de los accionistas no controlantes	1.513	1.631
Total de pasivos y patrimonio neto	251.878	222.068

Tabla 22 - Estado de los Flujos de Efectivo Consolidado

US\$ millones	2T19	1T19	2T18	1S19	1S18
Ganancia neta (pérdida) del ejercicio	4.935	1.125	2.688	6.060	4.884
Ajustes para:					
Resultado de operaciones discontinuadas	(77)	(127)	(73)	(204)	(149)
Gastos actuariales - Planes de pensión y salud	524	546	508	1.070	1.073
Resultado de participaciones en participadas	(120)	(131)	(86)	(251)	(244)
Depreciación, agotamiento y amortización	3.747	3.682	3.011	7.429	6.387
Reducción por deterioro del valor de los activos (Impairment)	27	(7)	(49)	20	(31)
Ajuste al valor de mercado de los inventarios	12	26	275	38	411
Pérdidas con cuentas incobrables	14	50	57	64	65
Baja de pozos secos	(4.859)	(183)	318	(5.042)	(687)
Resultado en la venta y baja de activos	1.981	2.279	1.808	4.260	4.444
Variaciones en los tipos de cambio, monetarias y cargas	1.816	(132)	97	1.684	242
Impuestos sobre las ganancias diferidos, netos	202	209	166	411	349
Realización del ajustes por diferencias de cambio y otros resultados integrales	-	34	-	34	-
Revisión y actualización financiera de desmantelamiento de áreas	31	(41)	(1)	(10)	17
Ganancia en la remensuración de inversión retenida con pérdida de control	(546)	-	-	(546)	-
Reducción (aumento) de activos	0	0	0	0	0
Cuentas por cobrar	26	1.029	(1.991)	1.055	(1.340)
Inventarios	(976)	359	(1.476)	(617)	(1.894)
Depósitos judiciales	(418)	(667)	(623)	(1.085)	(1.149)
Depósitos vinculados a Class Action	36	(1.018)	(98)	(982)	(1.102)
Otros activos	(416)	(502)	1.551	(918)	1.115
Aumento (Reducción) de pasivos	0	0	0	0	0
Proveedores	(231)	(612)	735	(843)	276
Impuestos por pagar	1.193	(174)	1.237	1.019	1.853
Impuesto sobre la renta y contribución social pagados	(311)	(184)	(323)	(495)	(515)
Planes de pensión y salud	(1.304)	114	395	(1.190)	586
Provisión para procedimientos judiciales.	(36)	163	294	127	456
Salarios, vacaciones, tasas y participaciones.	436	(1.235)	(801)	(799)	(320)
Otros pasivos	(428)	(181)	(623)	(609)	(1.075)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	5.258	4.422	6.996	9.680	13.652
Actividades de operaciones discontinuadas.	(32)	288	104	256	298
Ingresos netos de actividades operativas	5.226	4.710	7.100	9.936	13.950
Flujos de efectivo de las actividades de inversión					
Adquisiciones de propiedad, planta y equipo e intangibles	(2.045)	(1.577)	(2.774)	(3.622)	(5.811)
Aumento de inversiones	(9)	(1)	(21)	(10)	(28)
Ingresos por la venta de activos (desinversiones)	8.799	312	2.601	9.111	4.914
Desinversión (Inversiones) en activos financieros	501	(26)	(35)	475	692
Dividendos recibidos	702	114	265	816	486
Efectivo neto (utilizado en) las actividades de inversión	7.948	(1.178)	36	6.770	253
Actividades de inversión de operaciones discontinuadas.	(37)	(14)	(18)	(51)	32
Efectivo neto (utilizado en) las actividades de inversión	7.911	(1.192)	18	6.719	285
Flujos de efectivo de las actividades de financiación					
Adquisición de participación de accionistas no controladores	(30)	(63)	(49)	(93)	(84)
Financiamientos y préstamos, netos:	-	-	-	-	-
Captaciones	488	4.237	2.186	4.725	8.128
Amortizaciones de principal	(2.219)	(9.738)	(10.437)	(11.957)	(23.929)
Amortizaciones de intereses	(812)	(1.537)	(1.217)	(2.349)	(3.052)
Recibos de arrendamientos	(1.368)	(870)	-	(2.238)	-

Dividendos pagados a los accionistas Petrobras	(1.006)	-	(165)	(1.006)	(165)
Dividendos pagados a los accionistas no controladores	(86)	-	(85)	(86)	(85)
Recursos netos utilizados para financiar actividades de actividades continuas	(5.033)	(7.971)	(9.767)	(13.004)	(19.187)
Actividades de financiación de operaciones discontinuadas	(432)	(63)	(17)	(495)	(69)
Recursos netos generados (utilizados) por actividades	(5.465)	(8.034)	(9.784)	(13.499)	(19.256)
Efecto de la variación en los tipos de cambio sobre el efectivo y	173	(22)	(303)	151	(501)
Aumento (reducción) de efectivo y equivalentes al efectivo en el	7.845	(4.538)	(2.969)	3.307	(5.522)
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio	9.361	13.899	19.966	13.899	22.519
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	17.206	9.361	16.997	17.206	16.997

ANEXO III - INFORMACIONES POR SEGMENTOS

Tabla 23 - Estado Consolidado del Resultado por Segmento de Negocio – 1S19

US\$ millones	E&P	RTC	GAS & ENERGI	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Ingresos por ventas	24.044	32.810	5.783	115	524	-	(25.971)	37.305
Intersegmentos	23.575	7.624	1.754	110	-	-	(25.971)	7.092
Terceros	469	25.186	4.029	5	524	-	-	30.213
Costo de ventas	(13.629)	(30.030)	(3.903)	(122)	(494)	-	25.165	(23.013)
Ganancia bruta	10.415	2.780	1.880	(7)	30	-	(806)	14.292
Gastos	(1.126)	(1.801)	4.410	(9)	120	(2.391)	(19)	(816)
Ventas	(1)	(953)	(845)	(1)	(18)	(3)	(17)	(1.838)
Generales y de administrativos	(154)	(178)	(74)	(7)	(4)	(707)	1	(1.123)
Exploración	(274)	-	-	-	-	-	-	(274)
Investigación y desarrollo	(198)	(7)	(7)	-	-	(72)	-	(284)
Otros gastos por impuestos	(29)	(36)	(24)	(2)	(2)	(66)	-	(159)
Otros ingresos y gastos, netos	(470)	(627)	5.360	1	144	(1.543)	(3)	2.862
Ganancia (pérdida) operativa	9.289	979	6.290	(16)	150	(2.391)	(825)	13.476
Resultado financiero neto *	-	-	-	-	-	(4.422)	-	(4.422)
Resultado de participaciones en inversiones	73	140	44	(5)	-	(1)	-	251
Ingresos (pérdidas) antes de los impuestos a las ganancias	9.362	1.119	6.334	(21)	150	(6.814)	(825)	9.305
Impuesto a las ganancias	(3.158)	(333)	(2.138)	5	(51)	1.946	280	(3.449)
Ganancia (pérdida) neta de operaciones continuas	6.204	786	4.196	(16)	99	(4.868)	(545)	5.856
Resultado con operaciones discontinuas	-	-	8	-	164	32	-	204
Ganancia (pérdida) neta	6.204	786	4.204	(16)	263	(4.836)	(545)	6.060
Atribuible a:	-	-	-	-	-	-	-	-
A los accionistas de Petrobras	6.206	792	4.138	(16)	217	(4.911)	(545)	5.881
Resultado por operaciones continuas	6.206	792	4.132	(16)	100	(4.934)	(545)	5.735
Resultado de operaciones discontinuas	-	-	6	-	117	23	-	146
A los accionistas no controlantes	(2)	(6)	66	-	46	75	-	179
Resultado por operaciones continuas	(2)	(6)	64	-	-	65	-	121
Resultado de operaciones discontinuas	-	-	2	-	46	10	-	58
	6.204	786	4.204	(16)	263	(4.836)	(545)	6.060

Tabla 24 - Estado Consolidado del Resultado por Segmento de Negocio – 1S18

US\$ millones	E&P	RTC	GAS & ENERGI	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOL I-DADO
Ingresos por ventas	25.933	35.207	5.702	128	737	-	(27.352)	40.355
Intersegmentos	24.888	7.813	1.812	118	(14)	-	(27.352)	7.265
Terceros	1.045	27.394	3.890	10	751	-	-	33.090
Costo de ventas	(15.030)	(30.759)	(3.922)	(119)	(680)	-	26.348	(24.162)
Ganancia bruta	10.903	4.448	1.780	9	57	-	(1.004)	16.193
Gastos	(652)	(1.270)	(1.380)	(11)	(38)	(2.891)	(20)	(6.262)
Ventas	(41)	(853)	(1.069)	(1)	(34)	(149)	(14)	(2.161)
Generales y de administrativos	(134)	(200)	(69)	(10)	(7)	(738)	(1)	(1.159)
Exploración	(298)	-	-	-	-	-	-	(298)
Investigación y desarrollo	(221)	(5)	(10)	-	-	(80)	-	(316)
Otros gastos por impuestos	(59)	(60)	(25)	(2)	(2)	(86)	-	(234)
Otros ingresos y gastos, netos	101	(152)	(207)	2	5	(1.838)	(5)	(2.094)
Ganancia (pérdida) operativa	10.251	3.178	400	(2)	19	(2.891)	(1.024)	9.931
Resultado financiero neto *	-	-	-	-	-	(3.035)	-	(3.035)
Resultado de participaciones en inversiones	3	222	27	(9)	-	1	-	244
Ingresos (pérdidas) antes de los impuestos a las ganancias	10.254	3.400	427	(11)	19	(5.925)	(1.024)	7.140
Impuesto a las ganancias	(3.485)	(1.081)	(136)	1	(6)	1.954	348	(2.405)
Ganancia (pérdida) neta de operaciones continuas	6.769	2.319	291	(10)	13	(3.971)	(676)	4.735
Resultado con operaciones discontinuas	-	-	8	-	147	(6)	-	149
Ganancia (pérdida) neta	6.769	2.319	299	(10)	160	(3.977)	(676)	4.884
Atribuible a:	-	-	-	-	-	-	-	-
A los accionistas de Petrobras	6.772	2.399	224	(10)	117	(3.887)	(676)	4.939
Resultado por operaciones continuas	6.772	2.399	216	(10)	13	(3.881)	(676)	4.833
Resultado de operaciones discontinuadas	-	-	8	-	104	(6)	-	106
A los accionistas no controlantes	(3)	(80)	75	-	43	(90)	-	(55)
Resultado por operaciones continuas	(3)	(80)	75	-	-	(90)	-	(98)
Resultado de operaciones discontinuadas	-	-	-	-	43	-	-	43
	6.769	2.319	299	(10)	160	(3.977)	(676)	4.884

Tabla 25 - Estado Consolidado del Resultado por Segmento de Negocio – 2Q19

US\$ millones	E&P	RTC	GÁS & ENERGI	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Ingresos por ventas	12.660	16.675	2.575	55	223	-	(13.686)	18.502
Intersegmentos	12.522	3.937	826	53	8	-	(13.686)	3.660
Terceros	138	12.738	1.749	2	215	-	-	14.842
Costo de ventas	(6.825)	(15.125)	(1.602)	(60)	(214)	-	13.026	(10.800)
Ganancia bruta	5.835	1.550	973	(5)	9	-	(660)	7.702
Gastos	(566)	(1.184)	4.909	(5)	(8)	(954)	(9)	2.183
Ventas	(1)	(489)	(428)	(1)	(6)	(1)	(9)	(935)
Generales y de administrativos	(83)	(94)	(38)	(3)	(2)	(340)	1	(559)
Exploración	(100)	-	-	-	-	-	-	(100)
Investigación y desarrollo	(105)	(3)	(2)	-	-	(36)	-	(146)
Otros gastos por impuestos	(8)	(15)	(8)	(1)	(1)	(33)	-	(66)
Otros ingresos y gastos, netos	(269)	(583)	5.385	-	1	(544)	(1)	3.989
Ganancia (pérdida) operativa	5.269	366	5.882	(10)	1	(954)	(669)	9.885
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	(2.187)	-	(2.187)
Resultado de participaciones en inversiones	37	48	40	(4)	-	(1)	-	120
Ingresos (pérdidas) antes de los impuestos a las ganancias	5.306	414	5.922	(14)	1	(3.142)	(669)	7.818
Impuesto a las ganancias	(1.791)	(125)	(1.999)	3	(1)	726	227	(2.960)
Ganancia (pérdida) neta de operaciones continuas	3.515	289	3.923	(11)	-	(2.416)	(442)	4.858
Resultado con operaciones discontinuas	-	-	4	-	58	15	-	77
Ganancia (pérdida) neta	3.515	289	3.927	(11)	58	(2.401)	(442)	4.935
Atribuible a:								
A los accionistas de Petrobras	3.516	286	3.890	(11)	43	(2.471)	(442)	4.811
Resultado por operaciones continuas	3.516	286	3.887	(11)	2	(2.482)	(442)	4.756
Resultado de operaciones discontinuadas	-	-	3	-	41	11	-	55
A los accionistas no controlantes	(1)	3	37	-	15	70	-	124
Resultado por operaciones continuas	(1)	3	36	-	-	64	-	102
Resultado de operaciones discontinuadas	-	-	1	-	15	6	-	22
	3.515	289	3.927	(11)	58	(2.401)	(442)	4.935

Tabla 26 - Estado Consolidado del Resultado por Segmento de Negocio – 1Q19

US\$ millones	E&P	RTC	GÁS & ENERGI	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Ingresos por ventas	11.384	16.135	3.208	60	301	-	(12.285)	18.803
Intersegmentos	11.053	3.687	928	57	(8)	-	(12.285)	3.432
Terceros	331	12.448	2.280	3	309	-	-	15.371
Costo de ventas	(6.804)	(14.905)	(2.301)	(62)	(280)	-	12.139	(12.213)
Ganancia bruta	4.580	1.230	907	(2)	21	-	(146)	6.590
Gastos	(560)	(617)	(499)	(4)	128	(1.437)	(10)	(2.999)
Ventas	-	(464)	(417)	-	(12)	(2)	(8)	(903)
Generales y de administrativos	(71)	(84)	(36)	(4)	(2)	(367)	-	(564)
Exploración	(174)	-	-	-	-	-	-	(174)
Investigación y desarrollo	(93)	(4)	(5)	-	-	(36)	-	(138)
Otros gastos por impuestos	(21)	(21)	(16)	(1)	(1)	(33)	-	(93)
Otros ingresos y gastos, netos	(201)	(44)	(25)	1	143	(999)	(2)	(1.127)
Ganancia (pérdida) operativa	4.020	613	408	(6)	149	(1.437)	(156)	3.591
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	(2.235)	-	(2.235)
Resultado de participaciones en inversiones	36	92	4	(1)	-	-	-	131
Ingresos (pérdidas) antes de los impuestos a las ganancias	4.056	705	412	(7)	149	(3.672)	(156)	1.487
Impuesto a las ganancias	(1.367)	(208)	(139)	2	(50)	1.220	53	(489)
Ganancia (pérdida) neta de operaciones continuas	2.689	497	273	(5)	99	(2.452)	(103)	998
Resultado con operaciones discontinuas	-	-	4	-	106	17	-	127
Ganancia (pérdida) neta	2.689	497	277	(5)	205	(2.435)	(103)	1.125
Atribuible a:	-	-	-	-	-	-	-	-
A los accionistas de Petrobras	2,690	506	248	-5	174	-2,440	-103	1,070
Resultado por operaciones continuas	2,690	506	245	-5	98	-2,452	-103	979
Resultado de operaciones discontinuadas	0	0	3	0	76	12	0	91
A los accionistas no controlantes	-1	-9	29	0	31	5	0	55
Resultado por operaciones continuas	-1	-9	28	0	0	1	0	19
Resultado de operaciones discontinuadas	0	0	1	0	31	4	0	36
	2,689	497	277	-5	205	-2,435	-103	1,125

Tabla 27: Otros Ingresos y Gastos, Netos, por Segmento de Negocio – 1S19

US\$ millones	E&P	RTM	GAS & ENERGÍA	BIO-COMBUST.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	TOTAL
Paradas no programadas y gastos pre-operativos	-623	-12	-74	0	0	0	0	-709
Planes de pensión y salud	0	0	0	0	0	-703	0	-703
(Pérdidas)/ganancias con procesos judiciales, administrativos e arbitrales	37	-230	14	0	0	-387	0	-566
(Pérdidas)/ganancias con derivados de Commodities	0	0	0	0	0	-378	0	-378
Provisión para programa de remuneración variable	-84	-44	-7	0	0	-70	0	-205
Gastos con PIDV	-34	-31	-2	0	0	-18	0	-85
Gastos operativos con termoeléctricas	0	0	-73	0	0	0	0	-73
Relaciones institucionales y proyectos culturales	0	-2	0	0	0	-70	0	-72
Gastos con seguridad, medio ambiente y salud	-11	-4	-2	0	0	-16	0	-33
Ajustes por diferencias de conversión	0	0	0	0	0	-34	0	-34
Participación en ganancia	-1	-20	-2	0	0	-2	0	-25
Reversión/Pérdida por deterioro del valor de los activos - Impairment	283	-303	0	0	0	0	0	-20
Provisión de cuentas incobrables	-2	2	3	0	0	-15	0	-12
Ecualización de gastos - AIP	-9	0	0	0	0	0	0	-9
Contratos de Ship/Take or Pay	1	26	20	0	0	0	0	47
Incentivos, donaciones y subvenciones gubernamentales	4	1	32	1	0	20	0	58
Reembolso de Gastos debido a la operación Lava Jato	7	0	0	0	0	72	0	79
Gastos/resarcimientos con operaciones en alianzas de E&P	96	0	0	0	0	0	0	96
Ganancias / Perdidas con Remedición - Participaciones Societarias	0	0	546	0	0	0	0	546
Resultado con enajenación/baja de activos	-48	31	4.918	0	142	-1	0	5.042
Otros	-86	-41	-13	0	2	59	-3	-82
	-470	-627	5.360	1	144	-1.543	-3	2.862

Tabla 28: Otros Ingresos y Gastos, Netos, por Segmento de Negocio – 1S18

US\$ millones	E&P	RTM	GAS & ENERGÍA	BIO-COMBUST.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	TOTAL
Paradas no programadas y gastos pre-operativos	-445	-13	-56	0	0	-2	0	-516
Planes de pensión y salud	0	0	0	0	0	-745	0	-745
(Pérdidas)/ganancias con procesos judiciales, administrativos e arbitrales	-74	-69	-130	0	0	-525	0	-798
(Pérdidas)/ganancias con derivados de Commodities	0	0	0	0	0	-559	0	-559
Provisión para programa de remuneración variable	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos con PIDV	0	1	0	0	0	0	0	1
Gastos operativos con termoeléctricas	0	0	-51	0	0	0	0	-51
Relaciones institucionales y proyectos culturales	0	-2	0	0	-1	-69	0	-72
Gastos con seguridad, medio ambiente y salud	0	0	0	0	0	0	0	0
Ajustes por diferencias de conversión	-16	-8	0	0	0	-17	0	-41
Participación en ganancia	-136	-66	-11	0	0	-106	0	-319
Reversión/Pérdida por deterioro del valor de los activos - Impairment	0	49	-18	0	0	0	0	31
Provisión de cuentas incobrables	2	-16	7	0	0	-16	0	-23
Ecuilibración de gastos - AIP	0	0	0	0	0	0	0	0
Contratos de Ship/Take or Pay	0	13	5	0	0	-1	0	17
Incentivos, donaciones y subvenciones gubernamentales	1	1	14	1	0	24	0	41
Reembolso de Gastos debido a la operación Lava Jato	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos/resarcimientos con operaciones en alianzas de E&P	135	0	0	0	0	0	0	135
Ganancias / Perdidas con Remedición - Participaciones Societarias	0	0	0	0	0	0	0	0
Resultado con enajenación/baja de activos (*)	663	-1	-2	0	0	27	0	687
Otros	-29	-41	35	1	6	151	-5	118
	101	-152	-207	2	5	-1.838	-5	-2.094

Tabla 29: Otros Ingresos y Gastos, Netos, por Segmento de Negocio – 2T19

US\$ millones	E&P	RTM	GAS & ENERGÍA	BIO-COMBUST.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	TOTAL
Paradas no programadas y gastos pre-operativos	-353	-2	-33	0	0	1	0	-387
Planes de pensión y salud	0	0	0	0	0	-345	0	-345
(Pérdidas)/ganancias con procesos judiciales, administrativos e arbitrales	45	-214	11	0	0	-54	0	-212
(Pérdidas)/ganancias con derivados de Commodities	0	0	0	0	0	-153	0	-153
Provisión para programa de remuneración variable	-41	-25	-4	0	0	-36	0	-106
Gastos con PIDV	-34	-31	-2	0	0	-18	0	-85
Gastos operativos con termoeléctricas	0	0	-39	0	0	0	0	-39
Relaciones institucionales y proyectos culturales	0	-1	0	0	0	-31	0	-32
Gastos con seguridad, medio ambiente y salud	0	0	0	0	0	0	0	0
Ajustes por diferencias de conversión	-5	-2	-1	0	0	-8	0	-16
Participación en ganancia	0	-18	-1	0	0	-2	0	-21
Reversión/Pérdida por deterioro del valor de los activos - Impairment	210	-237	0	0	0	0	0	-27
Provisión de cuentas incobrables	-4	2	0	0	0	-14	0	-16
Ecuilibración de gastos - AIP	-9	0	0	0	0	0	0	-9
Contratos de Ship/Take or Pay	0	15	32	0	0	0	0	47
Incentivos, donaciones y subvenciones gubernamentales	3	0	14	1	0	12	0	30
Reembolso de Gastos debido a la operación Lava Jato	7	0	0	0	0	72	0	79
Gastos/resarcimientos con operaciones en alianzas de E&P	46	0	0	0	0	0	0	46
Ganancias / Perdidas con Remedición - Participaciones Societarias	0	0	546	0	0	0	0	546
Resultado con enajenación/baja de activos (*)	-42	-10	4.912	0	0	-1	0	4.859
Otros	-92	-60	-50	-1	1	33	-1	-170
	-269	-583	5.385	0	1	-544	-1	3.989

Tabla 30: Otros Ingresos y Gastos, Netos, por Segmento de Negocio – 1T19

US\$ millones	E&P	RTM	GAS & ENERGÍA	BIO-COMBUST.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	TOTAL
Paradas no programadas y gastos pre-operativos	-270	-10	-41	0	0	-1	0	-322
Planes de pensión y salud	0	0	0	0	0	-358	0	-358
(Pérdidas)/ganancias con procesos judiciales, administrativos e arbitrales	-8	-16	3	0	0	-333	0	-354
(Pérdidas)/ganancias con derivados de Commodities	0	0	0	0	0	-225	0	-225
Provisión para programa de remuneración variable	-43	-19	-3	0	0	-34	0	-99
Gastos con PIDV	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos operativos con termoeléctricas	0	0	-34	0	0	0	0	-34
Relaciones institucionales y proyectos culturales	0	-1	0	0	0	-39	0	-40
Gastos con seguridad, medio ambiente y salud	0	0	0	0	0	-34	0	-34
Ajustes por diferencias de conversión	-6	-2	-1	0	0	-8	0	-17
Participación en ganancia	-1	-2	-1	0	0	0	0	-4
Reversión/Pérdida por deterioro del valor de los activos - Impairment	73	-66	0	0	0	0	0	7
Provisión de cuentas incobrables	2	0	3	0	0	-1	0	4
Ecuilibración de gastos - AIP	0	0	0	0	0	0	0	0
Contratos de Ship/Take or Pay	1	11	-12	0	0	0	0	0
Incentivos, donaciones y subvenciones gubernamentales	1	1	18	0	0	8	0	28
Reembolso de Gastos debido a la operación Lava Jato	0	0	0	0	0	0	0	0
Gastos/resarcimientos con operaciones en alianzas de E&P	50	0	0	0	0	0	0	50
Ganancias / Perdidas con Remediación - Participaciones Societarias	0	0	0	0	0	0	0	0
Resultado con enajenación/baja de activos (*)	-6	41	6	0	142	0	0	183
Otros	6	19	37	1	1	26	-2	88
	-201	-44	-25	1	143	-999	-2	-1.127

Tabla 31: Activo Consolidado por Segmento de Negocio – 30.06.2019

US\$ million	E&P	RTM	GAS & POWER	BIOFUEL	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	TOTAL
Total de activos	154.125	46.303	13.836	217	5.054	36.131	-3.788	251.878
Activo corriente	7.069	12.022	1.751	78	4.976	25.507	-4.085	47.318
Activo no corriente	147.056	34.281	12.085	139	78	10.624	297	204.560
Realizable a largo plazo	7.241	3.635	1.559	2	0	8.614	336	21.387
Inversiones	618	1.507	1.629	46	0	6	0	3.806
Propiedad, planta y equipo	137.107	28.982	8.723	91	42	1.878	-39	176.784
Activos en operación	120.958	25.689	6.051	89	42	1.754	-39	154.544
Activos en construcción	16.149	3.293	2.672	2	0	124	0	22.240
Activos Intangibles	2.090	157	174	0	36	126	0	2.583

Tabla 32: Activo Consolidado por Segmento de Negocio – 31.12.2018

US\$ million	E&P	RTM	GAS & POWER	BIOFUEL	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	TOTAL
Total de activos	132.313	44.083	15.609	216	5.140	28.168	-3.461	222.068
Activo corriente	5.324	11.964	2.027	79	2.575	18.750	-3.657	37.062
Activo no corriente	126.989	32.119	13.582	137	2.565	9.418	196	185.006
Realizable a largo plazo	8.115	3.286	1.525	2	837	8.059	235	22.059
Inversiones	650	1.303	757	45	0	4	0	2.759
Propiedad, planta y equipo	116.153	27.356	11.057	90	1.529	1.237	-39	157.383
Activos en operación	93.172	24.347	8.517	89	1.313	1.058	-39	128.457
Activos en construcción	22.981	3.009	2.540	1	216	179	0	28.926
Activos Intangibles	2.071	174	243	0	199	118	0	2.805

El EBITDA Ajustado por segmento representa una mensuración alternativa de performance por cada segmento de la compañía. Esta medida se presenta como información suplementar para los usuarios, no deben servir como base de comparación con los divulgados por otras compañías y no deben ser considerados aislados o como sustituto a cualquier otra medida calculada de acuerdo con el IFRS.

Tabla 33 : Reconciliación del EBITDA Ajustado Consolidado por Segmento de Negocio – 1S19

US\$ million	E&P	RTM	GAS & POWER	BIOFUEL	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	TOTAL
Ganancia (pérdida) neta de operaciones continuas	6.204	786	4.196	-16	97	-4.866	-545	5.856
Resultado financiero neto	0	0	0	0	0	4.422	0	4.422
Impuestos a las ganancias	3.158	333	2.138	-5	51	-1.946	-280	3.449
Depreciación, agotamiento y amortización	5.744	1.223	342	2	2	116	0	7.429
EBITDA	15.106	2.342	6.676	-19	150	-2.274	-825	21.156
Resultado de participación en inversiones	-73	-140	-44	5	0	1	0	-251
Reversión/Pérdida por deterior del valor de los activos - impairment	-283	303	0	0	0	0	0	20
Realización del ajustes por diferencias de conversión (CTA)	0	0	0	0	0	34	0	34
Efecto de diferencia de conversión sobre contingencias relevantes em moneda extranjera	48	-31	-5.464	0	-142	1	0	-5.588
Resultado con enajenación/baja de activos	0	0	0	0	0	-21	0	-21
EBITDA ajustado de Operaciones continuas	14.798	2.474	1.168	-14	8	-2.259	-825	15.350
EBITDA ajustado de Operaciones discontinuadas	0	0	7	0	232	31	0	270
EBITDA ajustado	14.798	2.474	1.175	-14	240	-2.228	-825	15.620

Tabla 34: Reconciliación del EBITDA Ajustado Consolidado por Segmento de Negocio – 1S18

US\$ million	E&P	RTM	GAS & POWER	BIOFUEL	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	TOTAL
Ganancia (pérdida) neta de operaciones continuas	6.769	2.319	291	-10	13	-3.971	-676	4.735
Resultado financiero neto	0	0	0	0	0	3.035	0	3.035
Impuestos a las ganancias	3.485	1.081	136	-1	6	-1.954	-348	2.405
Depreciación, agotamiento y amortización	4.847	1.130	332	3	7	68	0	6.387
EBITDA	15.101	4.530	759	-8	26	-2.822	-1.024	16.562
Resultado de participación en inversiones	-3	-222	-27	9	0	-1	0	-244
Reversión/Pérdida por deterior del valor de los activos - impairment	0	-49	18	0	0	0	0	-31
Realización del ajustes acumulados de conversión - CTA	0	0	0	0	0	0	0	0
Efecto de diferencia de conversión sobre contingencias relevantes em moneda extranjera	-663	1	2	0	0	-27	0	-687
Resultado con enajenación/baja de activos	0	0	0	0	0	441	0	441
EBITDA ajustado de Operaciones continuas	14.435	4.260	752	1	26	-2.409	-1.024	16.041
EBITDA ajustado de Operaciones discontinuadas	0	0	12	0	285	-54	0	243
Adjusted EBITDA	14.435	4.260	764	1	311	-2.463	-1.024	16.284

Tabla 35 - Reconciliation of Adjusted EBITDA by Segment – 2T19

US\$ million	E&P	RTM	GAS & POWER	BIOFUEL	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	TOTAL
Ganancia (pérdida) neta de operaciones continuas	3.515	289	3.923	-11	0	-2.416	-442	4.858
Resultado financiero neto	0	0	0	0	0	2.187	0	2.187
Impuestos a las ganancias	1.791	125	1.999	-3	1	-726	-227	2.960
Depreciación, agotamiento y amortización	2.936	599	157	1	1	53	0	3.747
EBITDA	8.242	1.013	6.079	-13	2	-902	-669	13.752
Resultado de participación en inversiones	-37	-48	-40	4	0	1	0	-120
Reversión/Pérdida por deterior del valor de los activos - impairment	-210	237	0	0	0	0	0	27
Realización del ajustes por diferencias de conversión (CTA)	0	0	0	0	0	0	0	0
Efecto de diferencia de conversión sobre contingencias relevantes em moneda extranjera	42	10	-5.458	0	0	1	0	-5.405
Resultado con enajenación/baja de activos	0	0	0	0	0	-36	0	-36
EBITDA ajustado de Operaciones continuas	8.037	1.212	581	-9	2	-936	-669	8.218
EBITDA ajustado de Operaciones discontinuadas	0	0	2	0	39	67	0	108
EBITDA ajustado	8.037	1.212	583	-9	41	-869	-669	8.326

Tabla 36 - Reconciliation of Adjusted EBITDA by Segment – 1T19

US\$ million	E&P	RTM	GAS & POWER	BIOFUEL	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	TOTAL
Ganancia (pérdida) neta de operaciones continuas	2.689	497	273	-5	99	-2.452	-103	998
Resultado financiero neto	0	0	0	0	0	2.235	0	2.235
Impuestos a las ganancias	1.367	208	139	-2	50	-1.220	-53	489
Depreciación, agotamiento y amortización	2.808	624	185	1	1	63	0	3.682
EBITDA	6.864	1.329	597	-6	150	-1.374	-156	7.404
Resultado de participación en inversiones	-36	-92	-4	1	0	0	0	-131
Reversión/Pérdida por deterior del valor de los activos - impairment	-73	66	0	0	0	0	0	-7
Realización del ajustes acumulados de conversión - CTA	0	0	0	0	0	34	0	34
Efecto de diferencia de conversión sobre contingencias relevantes em moneda extranjera	6	-41	-6	0	-142	0	0	-183
Resultado con enajenación/baja de activos	0	0	0	0	0	15	0	15
EBITDA ajustado de Operaciones continuas	6.761	1.262	587	-5	8	-1.325	-156	7.132
EBITDA ajustado de Operaciones discontinuadas	0	0	5	0	193	-36	0	162
EBITDA ajustado	6.761	1.262	592	-5	201	-1.361	-156	7.294

* Véase las definiciones del EBITDA Ajustado en el Glosario.

** Incluye los resultados con enajenación y baja de activos y la remensación del restante a valor razonable.

Glosario

Apalancamiento - índice que mide la relación entre la deuda neta y la suma de la deuda neta y el patrimonio neto. Esta métrica no está prevista en las normas internacionales de contabilidad - IFRS y puede no ser comparable con índices similares reportados por otras compañías.

CTA - Ajuste de traducción acumulativa. El monto acumulado de las variaciones de cambio reconocidas en el patrimonio neto debe transferirse al estado de resultados al momento de la disposición de la inversión.

EBITDA Ajustado - Suma de EBITDA, intereses de inversión, deterioro, ajustes de conversión acumulados - CTA, el resultado de la disposición y cancelación de activos y la revaloración de intereses patrimoniales. Esta métrica no está prevista en las normas internacionales de contabilidad - IFRS y puede no ser comparable con índices similares reportados por otras compañías, sin embargo, la Administración cree que es información complementaria para evaluar la rentabilidad. El EBITDA ajustado debe considerarse junto con otras métricas para una mejor comprensión del desempeño de la Compañía.

Efectivo Ajustado - Suma de efectivo y equivalentes de efectivo e inversiones en valores gubernamentales e inversiones a corto plazo en el extranjero en depósitos a plazo de instituciones financieras de primer orden con vencimiento en más de 3 meses a partir de la fecha de aplicación, considerando la realización esperada de estas inversiones en el corto plazo. La medida ajustada de efectivo y equivalentes de efectivo no está prevista en las normas internacionales de contabilidad y no debe considerarse de forma aislada o como un sustituto del efectivo y equivalentes de efectivo en el IFRS. Además, no debe ser una base para la comparación con otras compañías, sin embargo, la Administración cree que es información complementaria para evaluar la liquidez y ayuda en la gestión del apalancamiento.

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.

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.

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

Ganancia neta (pérdida) por acción - ganancia neta por acción calculado con base en el número promedio ponderado de acciones.

Inversiones totales - inversiones basadas en supuestos de costos y metodología financiera adoptada en el Plan de Negocios y Gestión, que incluye la adquisición de activos inmovilizado e intangibles, inversiones societarias y otros elementos que no necesariamente califican como flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión. principalmente gastos de geología y geofísica, investigación y desarrollo, gastos pre-operativos, adquisición de activos fijos y costos de préstamos directamente atribuibles a la construcción en progreso.

JCP - Intereses sobre acciones.

Lifting Cost - indicador del costo de extracción de petróleo y gas natural, que considera los gastos incurridos en el período.

LTM EBITDA ajustado - suma de los últimos doce meses de EBITDA ajustado. Esta métrica no está prevista en las normas internacionales de contabilidad - NIIF y puede no ser comparable con índices similares reportados por otras compañías, sin embargo, la Administración cree que es información complementaria para evaluar la liquidez y ayuda en la gestión del apalancamiento. El EBITDA ajustado debe considerarse junto con otras métricas para una mejor comprensión de la liquidez de la Compañía.

Margen EBITDA ajustado - EBITDA ajustado dividido por los ingresos por ventas.

Pasivos totales netos - pasivos totales menos efectivo ajustado y equivalentes de efectivo.

PCE - Pérdidas crediticias esperadas.

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.

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, excluyendo gas licuado e incluyendo gas reinyectado.

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.