

Resultados Trimestrales



PETROPERÚ¹ Informe de Resultados Tercer Trimestre 2019 - 3T19

Lima, Perú, 30 de octubre, 2019: Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. (OTC: PETRPE) anunció los resultados financieros y operativos para el tercer trimestre ("3T19"), período finalizado el 30 de septiembre de 2019. Para un análisis financiero más completo, consulte los Estados Financieros Intermedios 3T19² disponibles en la página web de la Superintendencia de Mercado de Valores del Perú – SMV (www.smv.gob.pe).

Descargo de responsabilidad y referencias aplicables: La información contenida en esta presentación es información general sobre Petróleos del Perú - Petroperú S.A. ("PETROPERÚ S.A." o la "Compañía") y no pretende constituir asesoramiento u opiniones legales, fiscales o contables. Esta presentación fue preparada por PETROPERÚ S.A. con el propósito de proporcionar cierta información financiera y otra información relevante de la Compañía. PETROPERÚ S.A. no se responsabiliza por cualquier error u omisión en dicha información, incluidos los cálculos, proyecciones y pronósticos financieros establecidos en este documento. Esta presentación contiene proyecciones, pronósticos, supuestos, estimaciones u otras declaraciones prospectivas. Estas declaraciones prospectivas se encuentran en varios lugares a lo largo de esta presentación e incluyen, sin limitación, declaraciones sobre nuestro desarrollo comercial y desempeño económico futuro, declaraciones sobre el tiempo y el costo de completar el Proyecto de Modernización de la Refinería Talara, los futuros financiamientos y expectativas de PETROPERÚ S.A. con respecto a la capacidad y utilización, entre otros. Si bien PETROPERÚ S.A. considera que estas declaraciones se basan en supuestos actuales y expectativas razonables, no se puede asegurar que se lograrán los resultados futuros a los que se refieren las declaraciones prospectivas. Advertimos que tales proyecciones o declaraciones prospectivas son, y estarán, según sea el caso, sujetas a muchos riesgos, incertidumbres y otros factores que pueden causar que los resultados reales sean significativamente diferentes de cualquier resultado futuro expresado o implícito en tales proyecciones o declaraciones prospectivas. La Compañía renuncia expresamente a cualquier deber de actualizar cualquiera de las declaraciones prospectivas, u otra información, contenida aquí. Los resultados reales podrían diferir significativamente de las expectativas expresadas por las proyecciones y declaraciones prospectivas contenidas en este documento. Toda información contenida en esta presentación se refiere a PETROPERÚ S.A., a menos que se indique lo contrario. Ciertos datos en esta presentación se obtuvieron de diversas fuentes externas, y ni PETROPERÚ S.A. ni ninguno de sus afiliados ha verificado dichos datos con fuentes independientes. Esta presentación contiene medidas financieras de las NIIF "Normas Internacionales de Información Financiera" utilizadas por la administración de PETROPERÚ S.A. al evaluar los resultados de las operaciones. La administración de PETROPERÚ S.A. considera que estas medidas también proporcionan a los usuarios de los estados financieros comparaciones útiles de los resultados actuales de las operaciones con períodos históricos y futuros. Las medidas financieras no IFRS no deben interpretarse como más importantes que las comparables medidas NIIF.

PRINCIPALES ASPECTOS

- La **Utilidad Bruta** pasó de US\$ 60MM en el 3T18 a US\$ 117MM en el 3T19 (+95% YoY³), como resultado de la optimización del Costo de Ventas a través de una reducción en las compras.
- Durante el 3T19, los **Ingresos Totales** se redujeron en 4% en comparación con el 3T18, como resultado, en mayor medida, de la caída en el volumen de ventas nacionales respecto al 3T18. Los ingresos domésticos decrecieron 6%, mientras que las exportaciones se redujeron en 4% YoY.
- El **volumen total de ventas** alcanzó 145.9 MBDC⁴ en el 3T19, menor a los 151.9 MBDC del 3T18 (-3.9% YoY); el 85% de las ventas (123.9 MBDC) se concentraron en el Mercado Nacional.
- La **Utilidad de Operación** se incrementó 75% YoY, pasando de US\$ 42MM en el 3T18 a US\$ 73MM en el 3T19, debido a un mayor Margen Bruto respecto al mismo periodo del año anterior.
- La **Utilidad Neta** en el 3T19 fue de US\$ 30MM en comparación a US\$ 39MM en el 3T18 (-22% YoY), debido, a que aun cuando el Margen Operativo pasó de 3.3% en el 3T18 a 6.2% en el 3T19, el efecto tributario afectó negativamente la Utilidad Neta.
- El **EBITDA Ajustado**⁵ se incrementó a US\$ 77MM (138% YoY), debido principalmente, a un mayor Margen Bruto generado a partir de la optimización del Costo de Ventas. El Margen EBITDA Ajustado pasó de 2.5% en el 3T18 a 6.4% en el 3T19.
- El saldo final de **Caja** de la Compañía fue de US\$ 261MM al final del 3T19 vs US\$ 139MM al final del 3T18, debido a un mayor saldo del Flujo de Caja Operativo durante el 3T19 que mantuvo un saldo de US\$ 314MM por un mayor Margen Operativo, por los mayores ingresos por la devolución del Saldo a Favor Materia del Beneficio y los menores pagos por las importaciones de crudo y Diesel B5-S50.

¹ Petróleos del Perú-PETROPERÚ S.A. (en adelante "PETROPERÚ S.A." o "la Compañía").

² Estados Financieros Intermedios por el periodo Tercer Trimestre 2019 terminado en septiembre 30, 2019. A menos que se indique lo contrario, todas las cifras son presentadas en Dólares Americanos y referencias a "Dólares" o "US\$". Los estados financieros trimestrales han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el IASB (International Accounting Standards Board).

³ YoY: Year over Year, comparación anual.

⁴ MBDC: Miles de Barriles por Día Calendario

⁵ EBITDA es definido como Ingresos Netos más Impuesto a la Renta más Participación de los Trabajadores menos los Ingresos Financieros más el Costo Financiero más Amortización y Depreciación. El EBITDA ajustado se define como: EBITDA menos los Otros Ingresos y Gastos Netos y las diferencias de cambio netas.

Resultados Trimestrales



- **El avance físico integral del PMRT⁶** al 3T19, fue de 80.56%. El avance físico integral programado se actualizará una vez que se acuerde un cronograma integrado que incluya el cronograma aprobado con Técnicas Reunidas (TR) y cronograma del contrato del Consorcio Cobra SCL UA&TC actualmente en revisión. Este cronograma integrado establecerá la nueva línea base del proyecto.
- Para el 3T19, el **Margen Neto de Refinación⁷** llegó a US\$ 6.8/BI vs. US\$ -3.3/BI en el 3T18, principalmente porque el costo operativo y el precio promedio de carga fueron menores respecto al periodo anterior.
- PETROPERÚ S.A. continúa siendo líder del mercado nacional de combustibles con una participación del 45% en el periodo enero-julio 2019.
- Respecto al **Oleoducto Nor Peruano (ONP)**, en el Tramo II, se registró un menor volumen de bombeo debido a bajos niveles de inventario de crudo en la Estación 5, como consecuencia de las paralizaciones del bombeo en los Tramos I y Oleoducto Ramal Norte (ORN).
- Respecto al área de **exploración y producción de hidrocarburos**, a septiembre 2019 en el Lote 64, se encuentra pendiente de aprobación el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de Desarrollo del Yacimiento Situche Central por parte de SENACE⁸ y el del Programa Exploratorio. Respecto al Lote 192, Perupetro S.A. informó la nueva fecha de término del Contrato de Servicios Temporal.
- Durante el 3T19 se continúan realizando actividades que siguen mostrando el compromiso de PETROPERÚ S.A. por realizar un trabajo responsable con ESG⁹, basados en su política de **Gestión Social** que propugna el establecimiento de relaciones sólidas, constructivas y de respeto mutuo con sus grupos de interés.
- En relación a la **Gestión Ambiental**, la Compañía continúa con la ejecución de los trabajos de limpieza y remediación de las áreas afectadas por los derrames de petróleo ocurridos en el ONP. Además, se firmaron convenios como parte de la política de responsabilidad corporativa y en el marco de la Estrategia de Biodiversidad, con la finalidad de brindar el cuidado de niños en condiciones de vulnerabilidad y conservar y proteger la biodiversidad presente en el ámbito de influencia de las instalaciones de la Compañía.

1. ANÁLISIS

1.1. ENTORNO MACROECONÓMICO

El crecimiento del Producto Bruto Interno (PBI) se aceleró durante el 3T19 ubicándose en alrededor del 3.4%, debido principalmente al desempeño de la actividad primaria y secundaria en los últimos meses. De acuerdo a las estimaciones del Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) en lo que respecta a la actividad primaria, en julio 2019 hubo un crecimiento importante de la pesca de 52.3%, así como un crecimiento del sector manufactura primaria de 13.5%. En el mes de agosto destacó el crecimiento de 38.2% del sector hidrocarburos explicado por la mayor extracción de gas natural (58.2%), líquidos de gas natural (34.7%) y petróleo crudo (27.7%). Por otro lado, la actividad no primaria, también influyó en el crecimiento, principalmente, en 3.7% y 3.3% en los meses de julio y agosto respectivamente. Con los resultados de los últimos meses, la expansión acumulada del PBI de enero-agosto fue de 2.1%.

Respecto a la inflación anual, de acuerdo a las Notas de Estudio del BCRP, la inflación a septiembre en los últimos 12 meses fue de 1.85%, en línea con ello, la inflación sin alimentos y energía al mismo periodo llegó a 2.16%, ambos indicadores dentro del rango meta de inflación del BCRP (1% a 3%). En lo que va del año el nivel general de precios se incrementó 1.45%, el IPC (Índice Precios al Consumidor) sin alimentos y energía aumentó 1.68%, mientras que, el que considera alimentos y energía lo hizo a una tasa de 1.19%. Las expectativas de inflación, se mantienen en 2.3% en agosto y se estima que las mismas se reducirán gradualmente hasta ubicarse en alrededor de 2% hacia fines 2019 y 2020.

⁶ Proyecto de Modernización de la Refinería Talara: el cual consiste en la construcción de una nueva refinería con los más altos estándares tecnológicos y competitividad de la región. La nueva refinería modificará íntegramente el esquema actual de producción de la Refinería Talara, mediante la incorporación de nuevos procesos de refinación, servicios auxiliares y facilidades relacionadas.

⁷ Margen Neto de Refinación = \sum Ingresos por Ventas de Productos – \sum Egresos por Compra de Materia Prima e Insumos – Costo Operativo

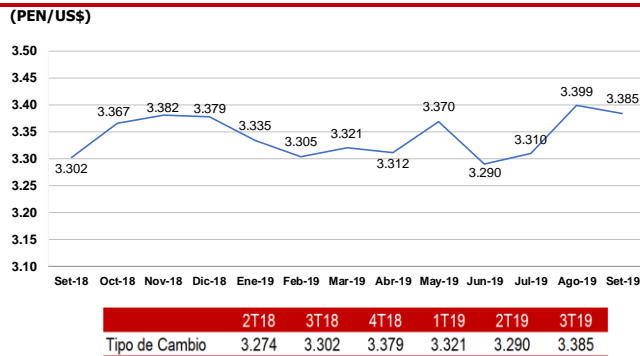
⁸ Servicio Nacional de Certificación Ambiental. A cargo de revisar y aprobar el EIA de proyectos de inversión de capital público, privado o mixto.

⁹ Ambiente, Social y Buen Gobierno Corporativo (ESG por sus siglas en inglés)

Resultados Trimestrales

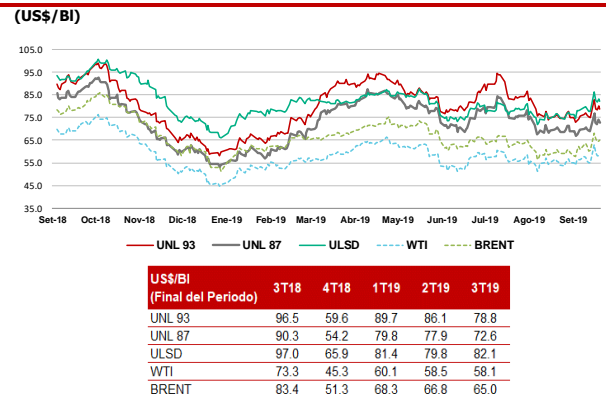


Tipo de Cambio



Fuente: SBS

Precios WTI y Marcadores Internacionales



Fuente: Platts

Notas: La gasolina regular UNL87 USGC equivale a una gasolina de 92 octanos, y la gasolina premium UNL 93 USGC es equivalente a una gasolina de 98 octanos.

Con respecto al tipo de cambio, entre junio y septiembre de 2019, éste se depreció 2.9% pasando de S/ 3.290 a S/ 3.385 por dólar. Ello implica una depreciación en el transcurso del año de 1.5%. De acuerdo al Reporte de Inflación septiembre 2019 del BCRP, la evolución reciente del tipo de cambio se debe, principalmente, a la volatilidad en los mercados financieros internacionales asociado a las tensiones comerciales entre Estados Unidos y China, y la incertidumbre política local considerando la disolución del Congreso a fines de septiembre 2019. En ese contexto, el Banco Central intervino en el mes de agosto con una colocación de Swaps Cambiaros Venta por US\$ 708MM a fin de reducir las presiones al alza del tipo de cambio. En lo que va del año, la intervención neta del BCRP (entre mercado spot y derivados) fue de US\$ 197MM.

En relación a los precios del petróleo, en lo que va del año los marcadores del Brent y del WTI cerraron al 3T19 alrededor de US\$ 65/B y US\$ 58/B, respectivamente. En el mes de septiembre se estimó que para fines del 2019 el precio del Brent estará en US\$ 69/B y el WTI en US\$ 64/B¹⁰. Hasta el mes de agosto las perspectivas de demanda de crudo se han visto afectadas por la intensificación de las tensiones comerciales entre China y Estados Unidos. En cuanto a la oferta, en el mes de agosto el crecimiento de la producción de petróleo de Estados Unidos alcanzó nuevos máximos, los cuales se han compensado por los recortes de producción de los países miembros de la OPEP y de sus aliados y por otros choques de oferta que han afectado la producción de Irán y Venezuela. Es importante destacar que, a mediados de septiembre la cotización del petróleo se incrementó en más de 15% como resultado de los ataques a instalaciones de las refinerías de crudo de Aramco en Arabia Saudí, país que mantiene el segundo lugar de los países productores de petróleo por debajo de Estados Unidos.

Los precios del mercado local se determinan considerando los precios internacionales de los productos derivados del petróleo (Precios de Paridad de Importación calculados por PETROPERÚ S.A.). Los precios se expresan en Soles a los tipos de cambio actuales. Nótese, que entre 85-90% del precio ex-planta (antes de impuestos y márgenes de estaciones de servicio mayoristas) corresponde a los precios del mercado internacional. La estructura de Precios de Paridad de Importación consiste en el valor USGC (Valoraciones de precio Platts más Ajustes de Calidad) más flete, seguro, costos de importación (inspecciones, tarifas portuarias, costos financieros, sobreestadía), rendimiento, costos de distribución, margen de ganancia y tarifas de OSINERGMIN¹¹.

¹⁰ De acuerdo a las estimaciones de S&P Global Platts en su reporte "WORLD OIL MARKET FORECAST" de septiembre 2019.

¹¹ OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

Resultados Trimestrales

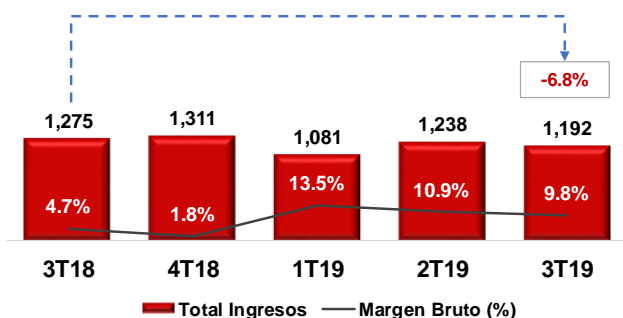


1.2. RESULTADOS FINANCIEROS

1.2.1. ESTADO DE RESULTADOS

Ingresos y Margen Bruto Trimestrales

(En Millones de US\$)



| | 3T18 | 4T18 | 1T19 | 2T19 | 3T19 |
|--------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Total Ventas (MM US\$) | 1,258 | 1,285 | 1,066 | 1,210 | 1,173 |
| Volumen (MMbbl) | 14.0 | 14.5 | 12.4 | 13.7 | 13.4 |
| Precio US\$ (Ventas/bbl) | 90.0 | 88.8 | 86.2 | 88.2 | 87.4 |

Nota: Para el cálculo de Precios Unitarios en US\$ el Total Ventas no incluye Otros Ingresos.

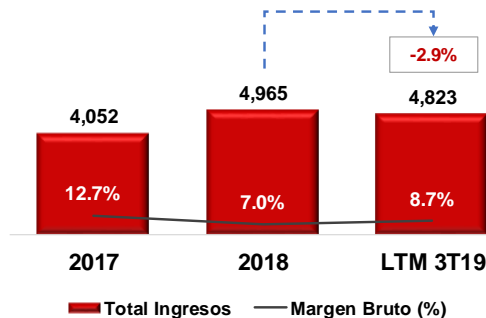
Los Ingresos Totales alcanzaron US\$ 1,192MM en el 3T19, una reducción de 6.8% YoY, como resultado, de la caída en el volumen de ventas nacionales respecto al 3T18, y una reducción en los precios en relación al mismo periodo del 2018.

Las ventas nacionales se redujeron en 6.1% de US\$ 1,114MM en el 3T18 a US\$ 1,046MM en el 3T19. Las exportaciones disminuyeron en 12.3% YoY de US\$ 144MM a US\$ 127MM. El Total Ventas (excluyendo Otros Ingresos) se redujo en 6.8% comparado con el 3T18.

El Margen Bruto se incrementó de 4.7% en el 3T18 a 9.8% en el 3T19, como resultado de la optimización del Costo de Ventas a través de una reducción en las compras y la revalorización de inventarios.

Ingresos y Margen Bruto Anuales

(En Millones de US\$)



| | 2017 | 2018 | LTM 3T19 |
|--------------------------|-------|-------|----------|
| Total Ventas (MM US\$) | 3,979 | 4,884 | 4,735 |
| Volumen (MMbbl) | 53.0 | 55.5 | 54.0 |
| Precio US\$ (Ventas/bbl) | 75.1 | 88.0 | 87.7 |

Resultados Trimestrales



Análisis del Portafolio de Productos:

| VENTAS (En Millones de US\$) | | | | |
|---|--------------|--------------|---------------|----------------------------|
| VENTAS | 3T18 | 3T19 | YoY | Participación sobre Ventas |
| VENTAS LOCALES | | | | |
| GLP ^{(1) (2)} | 48 | 28 | -41.9% | 2.4% |
| Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾ | 280 | 291 | 4.0% | 24.8% |
| Turbo A-1 | 31 | 25 | -21.4% | 2.1% |
| Diesel B5 ^{(1) (2)} | 640 | 603 | -5.8% | 51.4% |
| Petróleos Industriales ^{(1) (2)} | 14 | 16 | 20.6% | 1.4% |
| Bunkers (Residual Marino - IFO + Diesel Marino N°2) ⁽¹⁾ | 21 | 20 | -1.2% | 1.7% |
| Asfalto Líquido / Asfalto Sólido ⁽¹⁾ | 18 | 21 | 13.6% | 1.8% |
| Otros ^{(1) (3)} | 63 | 43 | -31.8% | 3.6% |
| Total Ventas Locales | 1,114 | 1,046 | -6.1% | 89.2% |
| EXPORTACIONES | | | | |
| Nafta Virgen | 15 | 25 | 64.7% | 2.1% |
| N°6 Fuel Oil, Crudo Reducido, Petróleo Industrial 500 | 78 | 54 | -31.0% | 4.6% |
| Diesel 2 | 39 | 31 | -20.7% | 2.7% |
| Otros ⁽⁴⁾ | 11 | 16 | 43.3% | 1.4% |
| Total Ventas Exterior | 144 | 127 | -12.3% | 10.8% |
| Total Ventas Locales y Exportaciones | 1,258 | 1,173 | -6.8% | |
| Otros Ingresos Operativos ⁽⁵⁾ | 17 | 19 | 14.2% | |
| TOTAL INGRESOS | 1,275 | 1,192 | -6.5% | |

⁽¹⁾ Descuentos Incluidos

⁽²⁾ Incluye FEPC.

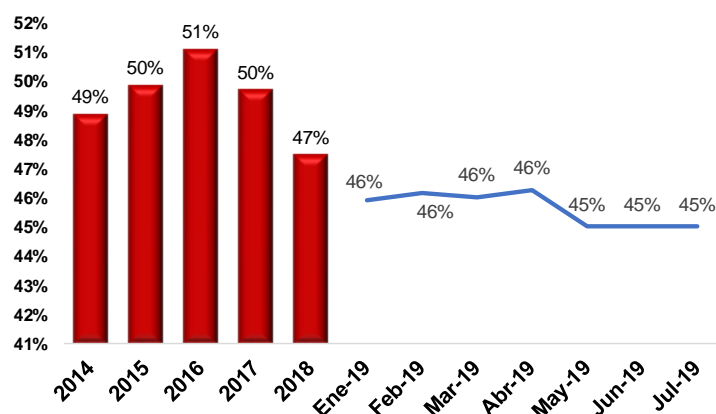
⁽³⁾ Material de Corte, Solventes, Gasolina de Aviación y Acido Nafténico.

⁽⁴⁾ Turbo A-1, Gasolinas, Asfaltos, IFO's y Ácido Nafténico.

⁽⁵⁾ Incluye tarifas de operación en terminales, transporte de crudo por oleoducto, arrendamiento Savia Perú S.A. entre otros.

Durante el 3T19, PETROPERÚ S.A. tuvo un Ingreso por Ventas en el mercado interno y externo de US\$ 1,173MM, inferior en 6.8% comparado con el 3T18, con un 89% de las ventas concentradas en el mercado nacional.

Evolución de la Participación de PETROPERÚ S.A.



PETROPERÚ S.A. continúa siendo líder del mercado nacional de combustibles con una participación del 45% en el periodo enero - julio 2019 según lo publicado por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) a la fecha de la emisión de este reporte.

Resultados Trimestrales



Ingresos por Producto

| (En Millones de US\$) | | LTM 3T19 | % Participación | |
|---|--|--------------|------------------------------------|--------------|
| INGRESOS LOCALES | | | 4 Productos | 79.1% |
| GLP ^{(1) (2)} | | 126 | Diesel B5 ^{(1) (2)} | 50.6% |
| Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾ | | 1,121 | Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾ | 23.7% |
| Turbo A-1 | | 104 | GLP ^{(1) (2)} | 2.7% |
| Diesel B5 ^{(1) (2)} | | 2,394 | Turbo A-1 | 2.2% |
| Petróleos Industriales ^{(1) (2)} | | 81 | | |
| Bunkers (Residual Marino - IFO + Diesel Marino N°2) ⁽¹⁾ | | 96 | 2 Productos | 74.3% |
| Asfalto Líquido / Asfalto Sólido ⁽¹⁾ | | 66 | Diesel B5 ^{(1) (2)} | 50.6% |
| Otros ^{(1) (3)} | | 228 | Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾ | 23.7% |
| Total Ingresos Locales | | 4,217 | Ingresos Locales | 89.1% |
| EXPORTACIONES | | | Exportaciones | 10.9% |
| Nafta Virgen | | 77 | | |
| N°6 Fuel Oil, Crudo Reducido, Petróleo Industrial 500 | | 209 | | |
| Diesel 2 | | 171 | | |
| Otros ⁽⁴⁾ | | 61 | | |
| Total Exportaciones | | 518 | | |
| TOTAL INGRESOS | | 4,735 | | |

⁽¹⁾ Descuentos Incluidos

⁽²⁾ Incluye FEPC.

⁽³⁾ Material de Corte, Solventes, Gasolina de Aviación y Acido Nafténico.

⁽⁴⁾ Turbo A-1, Gasolinas, Asfaltos, IFO's y Acido Nafténico.

La Compañía cuenta con una red de 648 estaciones de servicio afiliadas a septiembre de 2019, distribuidas a nivel nacional en las 24 regiones del país. Además, sus productos cuentan con los más altos estándares de calidad de acuerdo a la opinión de los clientes y las certificaciones de calidad, por el cumplimiento de los estándares nacionales e internacionales. Adicionalmente, se puede verificar que los productos más representativos de la Compañía y que vienen aportando el mayor ingreso durante los últimos doce meses son las gasolinas/gasoholes y el Diesel B5 (Incluye el Diesel B5 S-50) con una participación en el mercado de 65% y 56% respectivamente.

MERCADO INTERNO

Los Ingresos del 3T19 por ventas nacionales llegaron a US\$ 1,046MM, una reducción de 6% YoY equivalente a US\$ 68MM, principalmente por las menores ventas de Diesel, a razón de menores consumos de mayoristas, empresas eléctricas, empresas pesqueras y petroleras; y GLP debido a la reducción de compras de los clientes envasadores.

Respecto al mercado interno, han ocurrido aspectos relevantes que impactan la gestión comercial de la Compañía, tales como:

- La reducción en las ventas nacionales se debe, principalmente, a las reducciones de los ingresos por la comercialización de GLP, Turbo A-1 y materiales de corte.
- En el periodo enero-septiembre 2019 los ingresos por ventas de Diesel se han contraído en 6% respecto al mismo periodo del año anterior. En el caso de las gasolinas, estos se han incrementado en 4%.
- La participación de PETROPERÚ S.A. en el mercado retail ha sido de 24% (considerando datos publicados por OSINERGMIN a septiembre 2019).

MERCADO EXTERNO

Los ingresos por exportaciones fueron US\$ 127MM que representó el 11% del Total de Ingresos por Ventas en el 3T19. La Compañía exportó un volumen ascendente a 22 MBDC superior en 5% respecto al mismo periodo de 2018 (21 MBDC). A pesar de un mayor nivel de exportaciones, los ingresos por las mismas fueron menores debido al efecto precio en promedio, el cual en todos los productos es menor al del mismo periodo del 2018. El mayor volumen exportado de Nafta Virgen se ha visto contrarrestado por el menor volumen exportado de N°6 Fuel Oil, Pesado, Crudo Reducido y Petróleo Industrial 500.

Resultados Trimestrales



CADENA DE SUMINISTRO

Pese a que el Muelle 7 (Situado en el Puerto del Callao) continúa en mantenimiento y a las restricciones registradas por cierres de puerto, en mayor proporción se viene atendiendo con normalidad en las plantas y terminales a nivel nacional.

De otro lado, continúan los trabajos de mantenimiento en el terminal submarino y muelle de carga líquida de Refinería Talara.

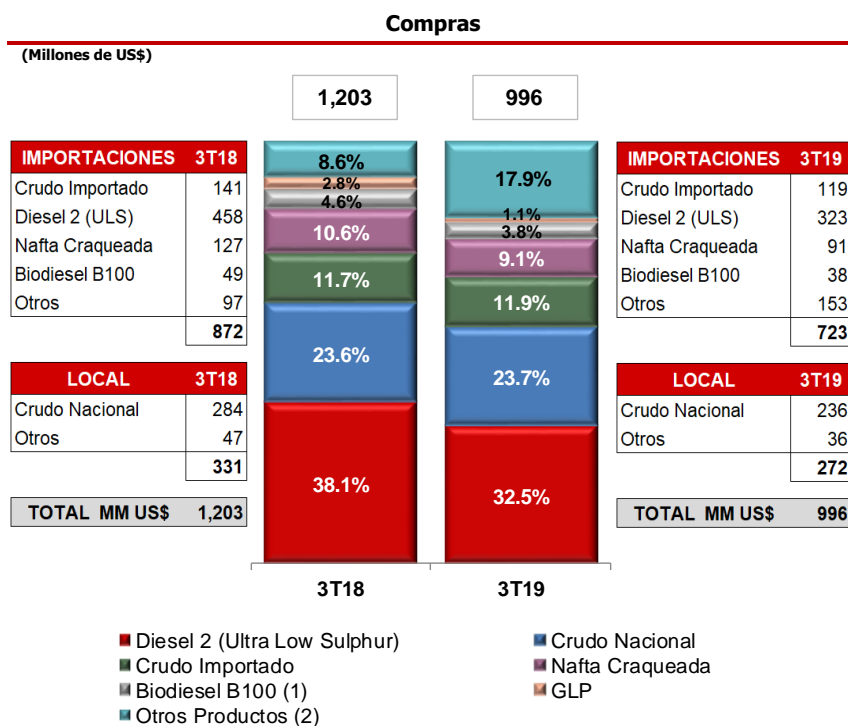
En septiembre se contabilizó un total de 70.4 versus los 109.8 días correspondientes al mismo periodo del año 2018. El número acumulado de días de cierre de puerto a septiembre 2019 es de 681.5 días versus 794.3 días respecto al mismo período del año anterior.

Al 3T19 el avance de la construcción de nuevas plantas y terminales es el siguiente:

- Terminal Ilo: avance físico de 54.5%. En julio, el equipo de PETROPERÚ S.A., acordó suspender el servicio EPC para un cierre ordenado del contrato.
- Planta de Abastecimiento de Pasco – Ninacaca: avance físico de 54.4%. Se remitió al Consorcio OBS – Imecón, carta de preocupación por el Cumplimiento de obligaciones contractuales. Se mantiene reuniones entre la supervisión, Consorcio OBS - Imecón y PETROPERÚ S.A. a fin de revisar solicitudes de reconocimientos de gastos generales y adicionales.
- Planta de Abastecimiento de Puerto Maldonado: avance físico de 34.9%. Contratista Gewald & Inkas Gold del Movimiento de Tierras, tuvo demora en la aprobación de exámenes de permiso de trabajo. En agosto se paraliza la obra por incumplimiento de contratos y observaciones por temas de seguridad hasta inicios de septiembre.

PETROPERU S.A. continúa con el Plan de Transporte Seguro para la consecución de cero accidentes en las unidades de las empresas tercerizadas de transporte terrestre, contratadas para las diferentes rutas de abastecimiento a nuestras Plantas.

COMPRAS



⁽¹⁾ Insumo para la formulación de Diesel B5

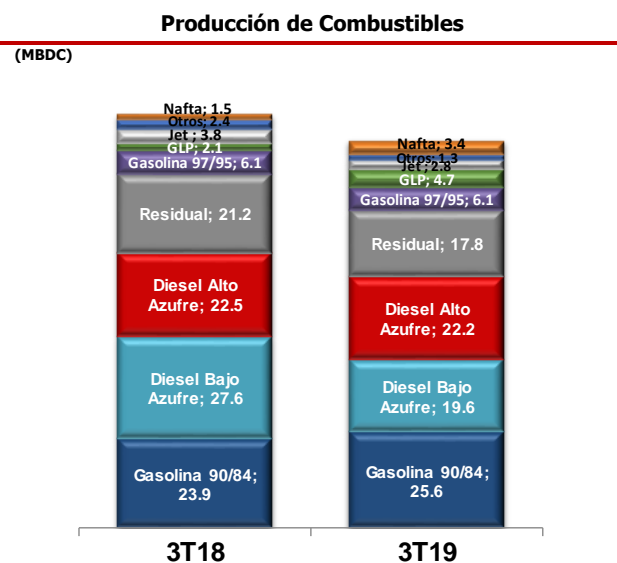
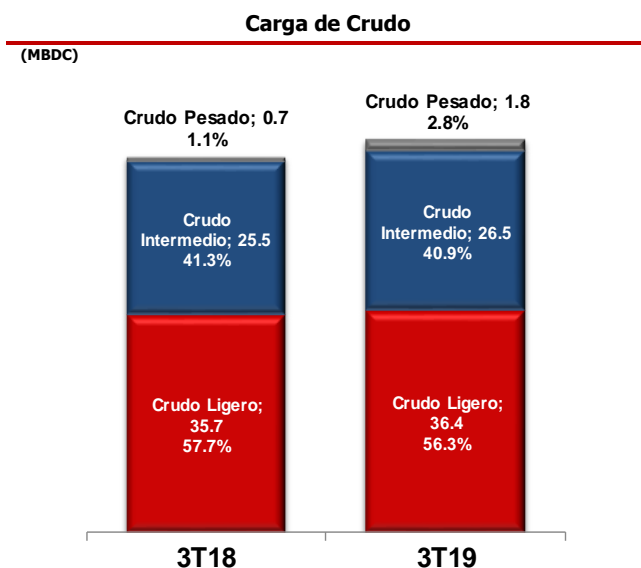
⁽²⁾ Incluye HOGBS, Gasolina de Aviación, Condensado de Gas Natural, Alcohol Carburante y Turbo A1

Resultados Trimestrales

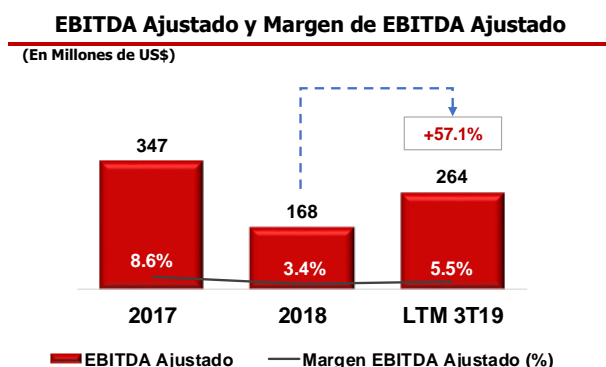
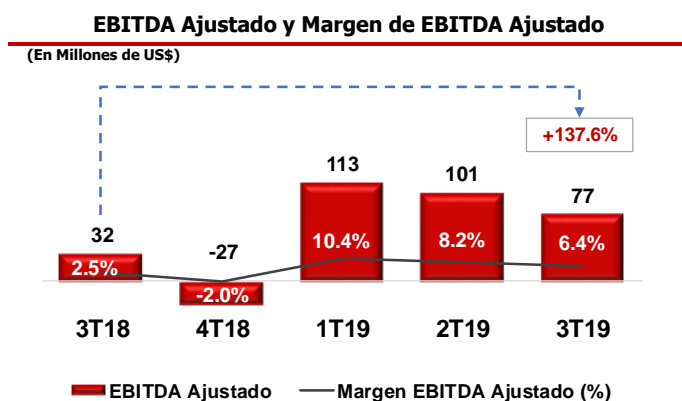


El petróleo procesado en nuestras refinerías procede del mercado local o internacional. El crudo local proviene principalmente de la zona de Talara y se compra considerando una canasta de precios promedio del petróleo. El crudo nacional (que incluye el crudo del Noroeste del país) durante el 3T19 representó el 24% del total de compras.

En el 3T19, las importaciones de petróleo como porcentaje de las compras totales en nuestras refinerías se incrementaron ligeramente a 11.9% (desde 11.7% en el 3T18).



EBITDA



PETROPERÚ S.A. generó un EBITDA Ajustado de US\$ 77MM en el 3T19, en comparación con los US\$ 32MM del 3T18. Este incremento del EBITDA Ajustado se debe, principalmente, a un mayor Margen Bruto generado a partir de la optimización del Costo de Ventas como consecuencia de las menores compras de crudos y productos.

Resultados Trimestrales



Los gastos operativos por unidad de negocio son los siguientes:

OPEX: Gastos Operativos

(En Miles de US\$)

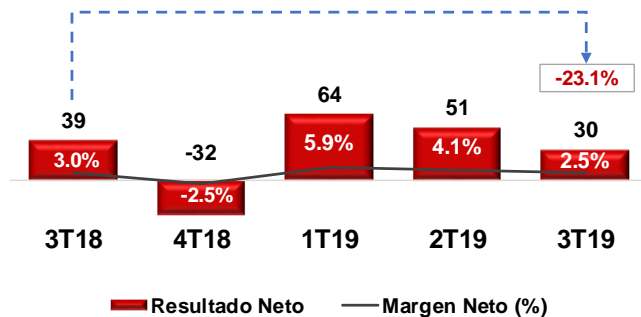
| Unidad de Negocio | Ejecutado en 2018 ⁽¹⁾ | Ejecutado a Septiembre 2019 |
|---------------------------------|----------------------------------|-----------------------------|
| Refinación | 240,503 | 174,955 |
| Transporte a través ONP | 62,697 | 46,343 |
| Distribución & Comercialización | 170,729 | 127,837 |
| Otros | 93,347 | 58,272 |
| Total | 567,276 | 407,407 |

- (1) Se registró la reversión por deterioro de activos del ONP ascendente a US\$ 31,790MM. No incluye participación de trabajadores.

La operación de refinación es la que representa los mayores gastos operativos entre todas las unidades de negocio de la Compañía (43% en 3T19 y 42% del OPEX total en el 2018); actualmente, se encuentran en operación las refinерías de Talara, Conchán e Iquitos. La segunda que representa mayores gastos operativos es la Distribución & Comercialización, a través de las Plantas de Abastecimiento y Tanques de Almacenamiento a lo largo de todo el país y; finalmente, el ONP.

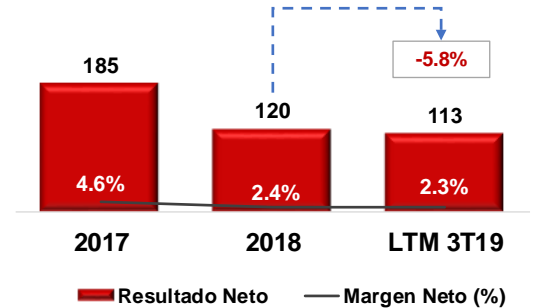
Resultado Neto y Margen Neto

(En Millones de US\$)



Resultado Neto y Margen Neto

(En Millones de US\$)



La Utilidad Neta en 3T19 fue de US\$ 30MM en comparación con US\$ 39MM en 3T18. Dicho resultado se dio como consecuencia del pago de Impuesto a la Renta, ya que en el 3T18 existía un crédito fiscal a favor de la Compañía con lo cual en lugar de pagar impuestos tuvo un ingreso por un equivalente a US\$ 4MM.

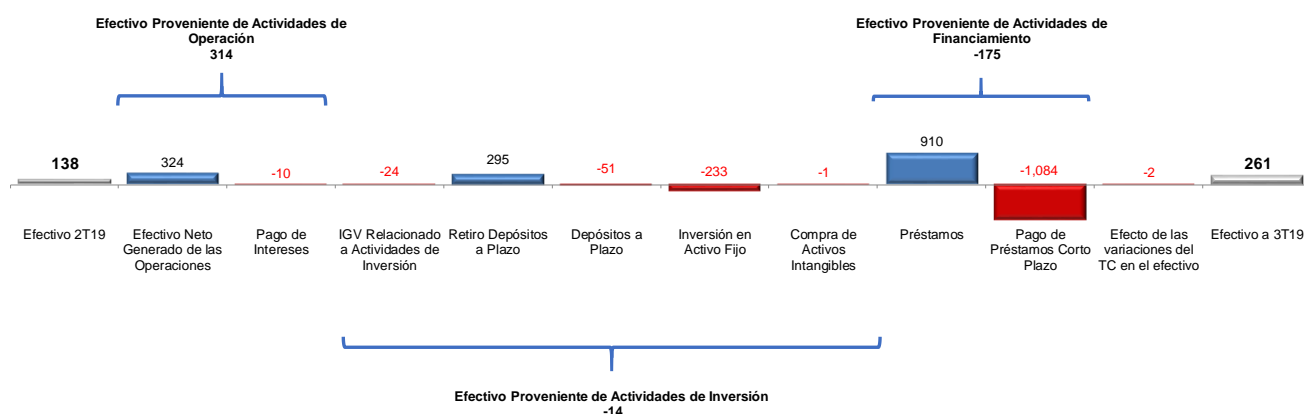
Resultados Trimestrales



1.2.2. ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Análisis de Flujo de Efectivo 3T19

(En Millones de US\$)



PETROPERÚ S.A. registró al final del 3T19 un balance de caja de US\$ 261MM, comparado con los US\$ 139MM en el 3T18. El balance de caja es superior debido al superávit Operativo que sirvió para cubrir parte del déficit financiero.

El Flujo de Caja de las Actividades de Operación en el 3T19 alcanzó los US\$ 314MM en comparación a los US\$ -135MM en el 3T18, como consecuencia, principalmente, de los mayores ingresos por la devolución del Saldo a Favor Materia del Beneficio y los menores pagos por importaciones de crudo y Diesel B5-S50.

Asimismo, el Flujo de Caja de Actividades de Financiamiento pasó a US\$ -175MM en el 3T19 de US\$ 155MM en el 3T18, debido, principalmente a la cancelación de un mayor monto de préstamos para capital de trabajo y al menor requerimiento de efectivo debido al superávit operativo.

El Flujo de Caja de las Actividades de Inversión alcanzó los US\$ -14MM en el 3T19 en comparación con los US\$ -21MM en el 3T18, debido principalmente a los mayores egresos de capital, principalmente para el PMRT y las inversiones corrientes.

Los fondos de los bonos se usaron de la siguiente manera:

| En millones de US\$ | |
|---------------------------|--------------|
| Total Bonos | 2,000 |
| Pago Deuda de Corto Plazo | (904) |
| Pago EPC/Proveedores | (1,052) |
| Pago Gastos Financieros | (50) |
| Pago Cupones Bono | (208) |
| Intereses Generados | 29 |
| Reembolso CESCE | 721 |
| Saldo Bonos | 536 |

Nota: Los saldos de los Bonos, se han colocado en bancos de inversión, y en instituciones financieras locales e internacionales reconocidas. La Compañía informa regularmente al Banco Central de Reserva y al Ministerio de Economía y Finanzas el Balance de estos Fondos.

Resultados Trimestrales



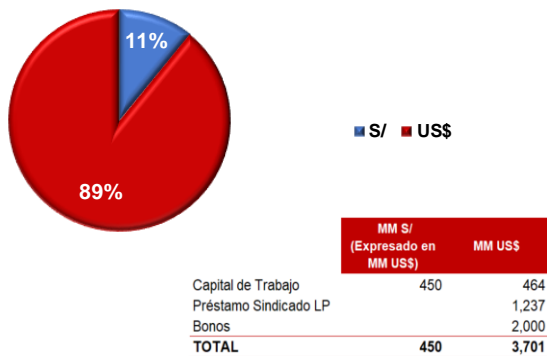
1.2.3. ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

El Activo Total ascendió a US\$ 6,921MM, 10% mayor al del mismo periodo en el 2018, lo cual se explica principalmente por el incremento de las obras en curso correspondiente a los proyectos de inversión (principalmente PMRT), inversiones corrientes e inversiones adicionales.

El Capital de Trabajo al 3T19 alcanzó los US\$ 159MM frente a US\$ -313MM en el 3T18, dicha diferencia fue resultado de: i) la amortización de deuda de corto plazo del PMRT por US\$ 334MM en el 1T19, ii) la amortización de US\$ 469MM del financiamiento para capital de trabajo con fondos recibidos de la recuperación del crédito fiscal del IGV, y iii) el mayor saldo en Caja y Bancos para el pago del avance de las obras del PMRT.

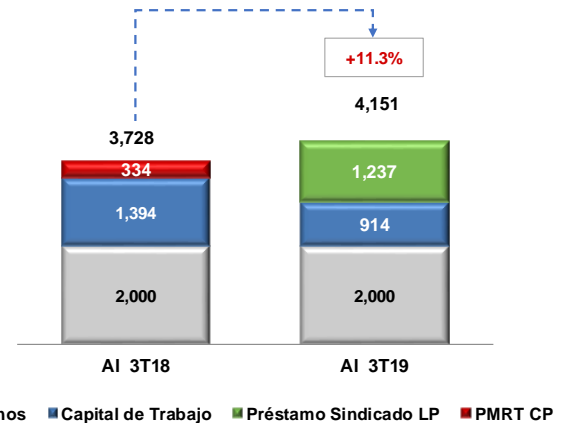
Composición de la Deuda

3T19



Deuda Pendiente

(En Millones de US\$)



Composición que considera sólo la deuda por los conceptos de la tabla.

Al 3T19, la Deuda Total se divide en 89% US\$ y 11% Soles. La Duración promedio del bono a 15 años es de 9.79 años y de 15.30 para el bono a 30 años. Es importante mencionar que el contrato de los bonos emitidos no contempla la obligación de cumplir con los compromisos más allá de la entrega de información financiera. Estos bonos no tienen garantías específicas.

Al cierre del 3T19, PETROPERÚ S.A. mantuvo sus líneas de crédito renovables otorgadas por bancos locales y extranjeros por hasta US\$ 3.1 billones, de los cuales US\$ 2.1 billones aún están disponibles. Esto es suficiente para cubrir las necesidades de capital de trabajo de la Compañía. En ese sentido, para los financiamientos de capital de trabajo realizados con bancos locales en moneda nacional y extranjera, se ha logrado costos de financiamiento por debajo del costo financiero corporativo (LIMABOR) y en algunos casos inclusive por debajo de la Tasa Soberana.

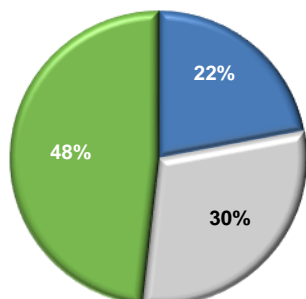
A la fecha, la Deuda Total se distribuye de la siguiente manera: 48% Bonos, 22% Capital de Trabajo, y 30% del Préstamo Sindicado de Largo Plazo con garantía CESCE.

Resultados Trimestrales



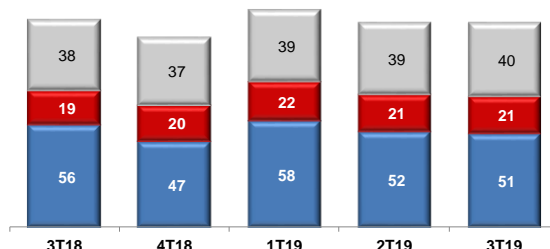
Composición de la Deuda

3T19



■ Capital de Trabajo ■ Préstamo Sindicado LP ■ Bonos

Ciclo de Conversión de Efectivo



■ Rotación de Inventarios (Días) ■ Rotación Cuentas por Cobrar (Días)
■ Rotación Cuentas por Pagar (Días)

| | 3T18 | 4T18 | 1T19 | 2T19 | 3T19 |
|--|------|------|------|------|------|
| Ciclo de Conversión de Efectivo ¹ | 37 | 30 | 40 | 33 | 32 |

¹ Rotación de Inventarios + Rotación de Cuentas por Cobrar – Rotación de Cuentas por Pagar

El Ciclo de Conversión de Efectivo (CCE) al 3T19 alcanzó 32 días, es decir, 5 días por debajo del 3T18 (37), debido a la disminución de 5 días en la rotación de los inventarios ya que se están consumiendo los inventarios con la venta y la disminución en el volumen de las compras.

1.2.4. INDICADORES FINANCIEROS

Ratios

| | 2017 | 2018 | LTM 3Q18 | LTM 2Q19 | LTM 3Q19 | YoY | QoQ |
|----------------------------|-------|-------|----------|----------|----------|------|------|
| EBITDA / Intereses | 10.0 | 4.6 | 7.9 | 4.6 | 5.5 | -31% | 20% |
| Deuda Financiera / Activos | 55.6% | 65.6% | 59.6% | 61.9% | 59.4% | 0% | -4% |
| EBITDA / Activos | 5.8% | 2.3% | 4.8% | 3.2% | 3.8% | -20% | 19% |
| Deuda Financiera / EBITDA | 10x | 29x | 13x | 19x | 16x | 25% | -20% |
| Ratio de Liquidez | 1.02x | 1.29x | 0.87x | 1.19x | 1.09x | 25% | -9% |

El ratio EBITDA/Intereses evaluado en los últimos doce meses se redujo 31% al 3T19 respecto al 3T18, debido al menor EBITDA obtenido en los últimos doce meses al 3T19 los mayores gastos financieros de los últimos doce meses. Todo ello como resultado de un mayor Costo de Ventas y Gastos Operativos.

Respecto al ratio Deuda Financiera/Activos, al 3T19 es similar al del mismo periodo del 2018. Si bien, el saldo de la deuda actualmente es mayor al del mismo periodo del 2018 (considerando que crédito con garantía CESCE fue desembolsado en noviembre de 2018), los Activos Totales también son mayores debido al incremento de las obras en curso. En ese sentido, el ratio EBITDA (LTM) sobre Activos, al 3T19 fue de 3.8%, inferior en 20% respecto al 3T18.

Considerando lo mencionado líneas arriba respecto al EBITDA y a la Deuda Financiera, al 3T19, la Compañía cuenta con un Ratio Deuda Financiera/EBITDA (LTM) de 16x, 25% por encima del 3T18. Debido a que dicho ratio refleja la salud financiera de la Compañía, PETROPERÚ S.A. está buscando reducir la Deuda Financiera con el apoyo del Gobierno.

Finalmente, al cierre del 3T19 el Ratio de Liquidez mejoró, llegando a 1.09x debido principalmente al incremento del activo corriente, como consecuencia del saldo del financiamiento con garantía CESCE recibido en noviembre 2018 y registrados en depósitos a plazo como parte de otras cuentas por cobrar y la caja.

Resultados Trimestrales



1.3. RESULTADOS OPERATIVOS

PETROPERÚ S.A. se concentra en tres líneas de negocio, la participación de cada negocio respecto a los Ingresos Totales de la Compañía al 3T19 es la siguiente: 1) Refinación y comercialización, que representaron el 98%, 2) Arrendamiento y privatización de ciertas unidades, que representaron el 1%, y 3) el ONP representó el 1%.

1.3.1. PMRT

Al 3T19 (fecha de corte 27.09.2019), se ha obtenido un avance físico integral del PMRT de 80.56%. Es preciso mencionar que el avance físico integral programado se actualizará una vez que se acuerde un cronograma integrado que incluya el cronograma aprobado con TR y cronograma del contrato del Consorcio Cobra SCL UA&TC actualmente en revisión. Este cronograma integrado establecerá la nueva línea base del proyecto.

Contrato Ingeniería de Detalle, Procura y Construcción (EPC, por sus siglas en inglés) de las Unidades de Proceso

A la fecha se viene desarrollando actividades correspondientes al Contrato EPC con TR con un avance a septiembre 2019 de 92.04%.

Ingeniería de Detalle: El avance es 100%.

Procura: Se cuenta con un avance del 99.89%. Pendiente la entrega de unos instrumentos de medición radioactivos, los cuales permanecen en proceso de adquisición por parte de TR.

Construcción: Se cuenta con un avance del 88.53%. TR realiza trabajos mecánicos en la Unidad FCC (Fluid Catalytic Cracking) y actividades de Precomisionamiento (pruebas hidrostáticas, prueba de lazos, box-up de equipos mecánicos, entre otras) en las unidades de proceso. TR viene asignando mayores recursos para cumplir con los avances previstos.

Unidades auxiliares y trabajos complementarios

A la fecha se viene desarrollando las actividades correspondientes al Contrato EPC con el Consorcio COBRA-SCL UA&TC con un avance a septiembre 2019 de 38.26%.

Ingeniería: Tiene un avance de 69.36%,

Procura: Tiene un avance de 46.21%,

Construcción: Tiene un avance de 24.82%;

El 02.09.2019 el Consorcio Cobra SCL UA&TC emitió un cronograma actualizado el mismo que viene siendo revisado y se estima aprobar en el mes de octubre. Este cronograma está alineado al Acuerdo Marco suscrito con Cobra y definirá la nueva línea base de las Unidades Auxiliares.

Financiamiento

A la fecha, se siguen evaluando diferentes alternativas para completar el tramo pendiente de financiamiento. En el mes de julio culminaron las conversaciones con TR y Consorcio Cobra SCL UA&TC que ha permitido establecer acuerdos complementarios en la ejecución de los trabajos, actualizando así también el monto de inversión del Proyecto y por consiguiente el tramo a financiar.

Contratación de mano de obra local

Al 3T19 la mano de obra ascendió a 8,332 puestos de trabajo, incluyendo personal de ambos Contratistas (TR y Consorcio Cobra SCL). La mano de obra local no calificada tuvo una participación del 87%, superando el mínimo establecido en el EIA (70%), en tanto, la mano de obra calificada local tuvo una participación de 38%.

Se continúa con los proyectos de comunicación, participación ciudadana y apoyo al desarrollo local para incrementar las posibilidades de inserción laboral en Talara, así como el mejoramiento y rehabilitación de infraestructura pública en la zona.

Resultados Trimestrales



1.3.2. REFINACIÓN

Durante el 3T19, el Margen Neto de Refinación fue mayor que el mismo periodo del año 2018 (US\$ 6.8/BI vs US\$ -3.3/BI), principalmente porque el costo operativo y el precio promedio de carga fueron menores respecto al período anterior.

El Margen Neto de Mezcla de enero-septiembre 2019, fue mayor respecto al periodo similar del año 2018, por el impacto positivo en los precios promedio de insumos (enero y septiembre 2019) y productos (julio 2019).

Las Gasolinas/Gasoholes de alto octanaje (95, 97 y 98 octanos) que se comercialice y use a nivel nacional, no debe ser mayor a 50 ppm.

Datos Operativos

| | 2017 | 2018 | LTM 3T19 | 3T18 | 2T19 | 3T19 | YoY | QoQ |
|--|-------|-------|----------|-------|-------|-------|---------|-------|
| Capacidad Instalada de Refinación (en MBDC) | 94.5 | 94.5 | 94.5 | 94.5 | 94.5 | 94.5 | - | - |
| Capacidad Utilizada (en MBDC) ⁽²⁾ | 69.4 | 67.4 | 67.2 | 65.2 | 68.4 | 69.1 | 6.0% | 1.1% |
| Producción de Refinados (en MBDC) ⁽³⁾ | 104.7 | 110.4 | 102.6 | 111.0 | 96.9 | 103.6 | -6.6% | 6.9% |
| Margen Neto de Refinación (US\$/bl) ⁽⁴⁾ | 5.76 | 0.27 | 4.39 | -3.26 | 4.50 | 6.76 | 307.1% | 50.3% |
| Margen Neto de Mezcla (US\$/bl) ⁽⁵⁾ | 11.89 | 7.08 | 9.53 | 2.18 | 7.57 | 11.29 | 416.8% | 49.1% |
| Margen Total Neto (US\$/bl) ⁽⁶⁾ | 7.28 | 2.28 | 5.69 | -0.71 | 5.07 | 7.91 | 1217.3% | 56.1% |
| Ratio de Utilización de Capacidad Instalada ⁽⁷⁾ | 73.4% | 71.3% | 71.1% | 69.0% | 72.3% | 73.1% | - | - |
| Volúmenes de venta (en MBDC) | 145.2 | 152.1 | 146.6 | 151.9 | 150.8 | 145.9 | -3.9% | -3.3% |

Notas:

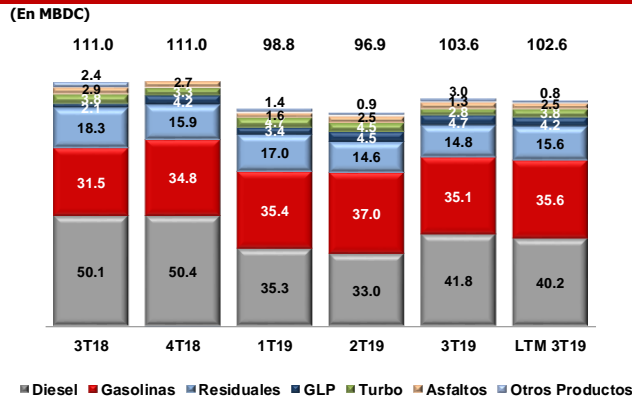
- (1) Cantidad máxima de crudo que se puede procesar en la segunda etapa del proceso de refinado, denominada destilación atmosférica.
- (2) La cantidad total de crudo y residuo asfáltico que se procesa en la segunda etapa del proceso de refinado, denominada destilación atmosférica.
- (3) Cantidad total de productos refinados producidos por un ciclo completo del proceso de refinado, incluyendo mezcla.
- (4) Diferencial entre el precio del crudo comprado para nuestras operaciones de refinación y el precio de nuestros productos refinados extraídos de dicho crudo. Se descuentan los costos de operación de las refinerías.
- (5) Diferencial entre el precio de los insumos comprados para las operaciones de mezcla efectuadas en las refinerías y el precio de los productos formulados (Gasolinas 97/95 y Diesel B5 S50). Se descuentan los costos operativos de las actividades de blending realizadas en las Refinerías Talara y Conchán.
- (6) Es el margen promedio obtenido de las actividades de refinación y blending que realizan las refinerías de la Compañía.
- (7) Capacidad de utilización de la refinería medida por el crudo procesado (en miles de barriles por día para el período) dividido por capacidad de refinación de destilación atmosférica.

La producción fue menor en comparación con el mismo período del año anterior (98.8 vs. 108.0 MBDC), principalmente, por el menor volumen producido de Diesel, GLP y Asfaltos.

Resultados Trimestrales

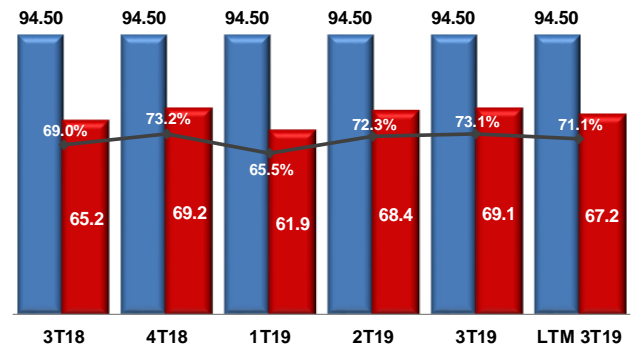


Productos Refinados



| | 3T18 | 4T18 | 1T19 | 2T19 | 3T19 | LTM 3T19 |
|-------------------------------------|------|------|------|------|------|----------|
| Márgen Neto de Refinación (US\$/bl) | -3.3 | 2.8 | 3.5 | 4.5 | 6.8 | 4.4 |

Ratio de Capacidad de Utilización



- Capacidad Instalada de Refinación (en MBDC) (1)
- Capacidad Utilizada (en MBDC) (2)
- Ratio de Utilización de Capacidad Instalada (3)

(1) Cantidad máxima de crudo que se puede introducir en la segunda etapa del proceso de refinado, denominada destilación atmosférica.
 (2) La cantidad total de crudo, residuo asfáltico y reprocesamiento de Diesel que se introducen en la segunda etapa del proceso de refinado, denominada destilación atmosférica.
 (3) Capacidad de utilización de la refinera medida por el crudo procesado (en miles de barriles medios por día para el período) dividido por capacidad de refinación de destilación atmosférica

1.3.3. OLEODUCTO NOR PERUANO

Los volúmenes bombeados a septiembre 2019 son los siguientes:

| TRAMO | VOLUMEN BOMBEADO A SEPTIEMBRE (MB) |
|----------|------------------------------------|
| TRAMO I | 1,663.59 |
| TRAMO II | 3,190.97 |
| ORN | 1,647.22 |

En el Tramo I, la paralización que se dio a partir del 02.06.2019 debido al afloramiento de crudo en el Km. 95+725 como consecuencia del sismo grado 8.0 culminó el 31.07.2019. Por otro lado, previo al inicio de bombeo el 31.07.2019 se paralizó el bombeo del 06.07.2019 al 21.07.2019 debido a la Toma de la Estación 5 por pobladores que se encuentran en zonas aledañas al ONP.

En el ORN, debido al corte ocurrido por actos de terceros el Km 237+746, el bombeo fue paralizado desde el 18.06.2019 hasta el 24.07.2019.

En el Tramo II, se registró un menor volumen de bombeo debido a bajos niveles de inventario de crudo en la Estación 5, como consecuencia de las paralizaciones del bombeo en los Tramos I y ORN.

En relación con los volúmenes embarcados en el Terminal Bayóvar, fueron de 1,202 MB de RPS (PETROPERU S.A.), 1,116 MB de Crudo Loreto y 248 de Crudo Bretaña.

El estado de las contingencias ocurridas en años anteriores se muestra a continuación:

Resultados Trimestrales



| FECHA | UBICACIÓN | ESTADO | % AVANCE A SEPTIEMBRE |
|----------|-----------------------|---|-----------------------|
| 07.11.17 | Km 221+046 - ORN | - Trabajos de limpieza y remediación. Concluidos. - En espera resultados de supervisión realizada por OEFA ¹² . | 95 |
| 27.02.18 | Km 20+204 - Section I | - Trabajos de limpieza y remediación. Concluidos. - A la espera de supervisión realizada por OEFA. | 95 |
| 27.11.18 | Km 193 - ORN | - Trabajos de limpieza y remediación al 50%. - Se realizaron actividades de desbroce. | 50 |

El estado de las contingencias ocurridas en el presente año se muestra a continuación:

| FECHA | UBICACIÓN | ESTADO | % AVANCE A SEPTIEMBRE |
|----------|-----------------------|---|-----------------------|
| 01.01.19 | Km 323+955 - Tramo II | - Trabajo de Limpieza y Remediación al 65%. | 65 |
| 18.06.19 | Km. 237+746 - ORN | - Trabajos de Limpieza y Remediación al 15%. - Se concretó acuerdo con la Comunidad Nuevo Progreso, en octubre se ingresaría a la zona para realizar los trabajos de limpieza y remediación. | 15 |
| 09.07.19 | Km 371+734 - Tramo II | - Trabajos de Limpieza y Remediación al 87%. | 87 |
| 11.08.19 | Km 400+710 - Tramo II | - Trabajos de Limpieza y Remediación al 5%. - Se inició la movilización de personal y equipos para la ejecución de los trabajos. - Se estima iniciar el servicio en octubre. | 5 |

Respecto a las acciones priorizadas para continuar con la operación normal, segura y confiable del sistema de transporte, se tienen los siguientes avances:

- Instalación Transmisores de Presión en el Tramo I del ONP (avance 60%) y en el ORN (avance 98%).
- Adquisición e Instalación de Válvulas de Bloqueo en el ONP y ORN: Avance 32%.
- Mejora al Sistema de Protección Catódica (SPC): Avance es del 26%.
- Adquisición e instalación de un sistema de medición de nivel flujo para las estaciones 1, 5, Andoas y Terminal Bayóvar: Avance es del 27%.

1.3.4. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Lote 64

Geopark viene coordinando con las entidades del gobierno respecto a los requerimientos necesarios para la continuidad del proceso de aprobación del EIA de Desarrollo del Yacimiento Situche Central.

El estudio de ingeniería básica extendida (FEED) fue completado.

En relación al EIA del Programa Exploratorio (para la perforación de un pozo exploratorio), GeoPark presentó para su aprobación al SENACE, el Plan de Participación Ciudadana y Términos de Referencia.

Lote 192

Perupetro S.A. informó que la nueva fecha de término del Contrato de Servicios Temporal es el 02.03.2020.

El proceso de negociación directa del Contrato de Licencia con Perupetro S.A. sigue su curso y culminará, según indicaciones de Perupetro S.A., una vez terminado el proceso de Consulta Previa a cargo del MINEM.

Bank of America Merrill Lynch y PETROPERÚ S.A. han preparado toda la información del pre marketing para el proceso de selección de una empresa petrolera o consorcio para la Cesión de Participación en el Contrato de Licencia.

¹² OEFA: Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental

Resultados Trimestrales



2. GESTIÓN AMBIENTAL, SOCIAL Y BUEN GOBIERNO CORPORATIVO

2.1. GESTIÓN AMBIENTAL Y SOCIAL

En relación con asuntos ambientales, entre el 2018 y septiembre de 2019 se aprobaron dieciocho de los veintiocho Informes de Identificación de Sitios contaminados (IISC), siendo los del 3T19, 6 IISC los aprobados, lo que permite a PETROPERÚ S.A. continuar los preparativos para la elaboración de los Planes dirigidos a la Remediación de forma coordinada con la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAH) del MINEM.

Se han firmado convenios con varias instituciones para poder entregar los residuos de papel y botellas plásticas, para ser reciclados y comercializados, generando ingresos que puedan ser destinados al cuidado de niños en condiciones de vulnerabilidad, así como para brindar apoyo en la investigación e intercambio de información técnica que permita conservar y proteger la biodiversidad presente en el ámbito de influencia de las instalaciones de PETROPERÚ S.A.

En relación al evento a la altura del Km 323 del ORN a inicio del 1T19, se continúa con los trabajos de "Limpieza y Remediación", siempre en continua comunicación con las poblaciones del ámbito de influencia. Por otro lado, durante el 3T19, se presentaron tres eventos en el ONP a la altura de: i) Km 604 del Tramo II, ii) Km 95 del ORN y iii) Km 237 del ORN. Los tres han sido y están siendo atendidos en forma oportuna y diligente. En el último caso, éste se presentó en un contexto social hostil que no permitía el ingreso de PETROPERÚ S.A. para realizar las actividades de limpieza y remediación en los primeros meses, sin embargo, con el apoyo de la Presidencia del Consejo de Ministros (PCM) se llegaron a acuerdos que permitieron el inicio de trabajos.

Asimismo, se siguen atendiendo de la misma manera todos aquellos incidentes que ocasionaron derrames en la inmediatez del ONP.

Por el lado de la gestión social, durante el 3T19, PETROPERÚ S.A. continúa mostrando su compromiso con las zonas de influencia a través de acciones transversales a todas las operaciones orientadas a gestionar oportunamente los riesgos sociales y las oportunidades de generar valor compartido para la Compañía y sus distintos grupos de interés.

En el ONP, se continúa con una ardua labor social en cada una de las contingencias presentadas, participando activamente de mesas de diálogo y reuniones con autoridades comunales y representantes del Ejecutivo, con el fin de reconstruir el relacionamiento comunitario, y hacer seguimiento de los compromisos y acuerdos de la Compañía con las comunidades. Por ejemplo, en el mes de septiembre se dio a conocer el inicio del plan de desbroce del derecho de vía del ONP y Sistema de Alerta Temprana, como mecanismos de seguridad participativa a través de empresas locales.

En la misma línea, PETROPERÚ S.A. continúa supervisando de manera exhaustiva la contratación local y las condiciones laborales en línea con los principales estándares de Derechos Humanos, motivo por el cual en el 3T19 se han realizados las primeras auditorías laborales a los principales contratistas en las zonas del Km 323 y Tramo I del ONP. Asimismo, en Talara se realizan visitas mensuales de monitoreo de condiciones laborales a los contratistas y sub contratistas en cumplimiento del Plan de Relaciones Comunitarias establecido en EIA del PMRT.

De igual forma, la Compañía mantuvo su intervención social en las líneas de educación, con el Programa Escuelas de Calidad, desarrollando ferias Pedagógicas en la ciudad de OLMOS en Piura, así como el I Taller de Formación Docente, en beneficio de más de 500 niños y 20 profesores de nivel primaria de 07 escuelas públicas.

En el cuidado de la salud destacamos la segunda campaña médica realizadas en el mes de septiembre en Talara y Conchán, beneficiando a más de 1500 personas ubicadas en las zonas de influencia directa.

PETROPERÚ S.A. coadyuva al fortalecimiento de capacidades de sus grupos de interés, por ello en los meses de julio y septiembre se realizaron 02 Ferias de emprendimiento en la ciudad de Talara, la cual, contó con la participación de los 11 negocios impulsados por la Compañía en favor de 200 mujeres Talareñas entre los años 2017 y 2019.

Finalmente, PETROPERÚ S.A. viene implementando y supervisando los Planes de Relaciones Comunitarias de los nuevos proyectos en Ilo, Ninacaca y Puerto Maldonado, donde se participa mensualmente de reuniones con los grupos de interés y mesas de diálogo a fin de hacer seguimiento a los compromisos de la Compañía, analizar el avance de los proyectos y establecer alianzas que coadyuven al cumplimiento de las demandas de la población.

Resultados Trimestrales



2.2. BUEN GOBIERNO CORPORATIVO

Durante el 3T19, se han realizado las siguientes acciones respecto a Buen Gobierno Corporativo (BGC):

1. Los Comités de Directorio han sesionado con regularidad (1 sesión de Comité de Directorio por mes).
2. Se realizaron capacitaciones internas en las oficinas y operaciones de la Compañía sobre temas de Gobierno Corporativo, a fin de generar un mayor conocimiento, compromiso e involucramiento por parte de todas las gerencias corporativas.
3. En relación con el Sistema de Integridad, se han realizado las siguientes actividades:
 - En el mes de agosto se firmó el Convenio de Cooperación Interinstitucional entre PETROPERÚ S.A. y PROÉTICA, a fin de fortalecer la transparencia en los procesos de compras y contrataciones, de bienes y servicios, e hidrocarburos.
 - En septiembre se aprobó la actualización del Código de Integridad y de la Política Antifraude y Anticorrupción, alineadas a las normas Ley 30424 y DL 1352 sobre responsabilidad administrativa de la persona jurídica por delitos de cohecho, tomando en consideración el aporte de las diversas áreas y los estándares internacionales.
 - En septiembre se celebró la Semana de la Transparencia, y en dicho marco se llevó a cabo el conversatorio "Retos y Realidades de la Transparencia en la gestión pública y en PETROPERU", convocando a panelistas de gran nivel.
 - La Alta Dirección y la Gerencia General vienen respaldando las acciones que se desarrollan en el marco del fortalecimiento de la ética en la Compañía, y en la lucha contra la corrupción.

2.3. ASPECTOS ORGANIZACIONALES Y DE RECURSOS HUMANOS

La Compañía continúa gestionando a su personal en base a sus competencias y perfil necesario para su modernización, realizando acciones como la gestión de desempeño, fortalecimiento de la cultura organizacional y del clima laboral, y la revisión de la estructura organizacional de la Compañía.

En relación a la gestión de desempeño, la evaluación correspondiente al año 2018 ha sido concluida; se viene implementando un proceso de feedback y un plan de desarrollo individual. Las Gerencias continúan con la evaluación constante de los Objetivos Funcionales de sus respectivas áreas.

Se continúa trabajando con el establecimiento de acciones para seguir mejorando el clima laboral de la Compañía y fortalecer su cultura organizacional basada en la transparencia.

En esa línea, se viene trabajando para proporcionar a los trabajadores nuevas oportunidades de capacitación orientadas bajo las líneas estratégicas de nuestra Política y asignando mayores recursos, con la finalidad de fortalecer los conocimientos de los trabajadores.

Se está elaborando el Plan Estratégico de la Compañía orientado a un modelo de negocio que garantice su sostenibilidad y rentabilidad en el largo plazo. Asimismo, que garantice el abastecimiento de hidrocarburos a nivel nacional y enfocar a la Compañía a proveer nuevos tipos de energía.

Se encuentra vigente el programa de desvinculación voluntaria del personal de la Compañía hasta el 31.12.2019.

Se continúa con la ejecución de las estrategias de atracción y retención de talento, a fin de identificar, retener y atraer talento dentro de la Compañía.

En Talara, específicamente con el PMRT, el diseño organizacional de la nueva refinería fue concluido. Se viene contratando personal bajo modalidad, que viene siendo capacitado bajo el enfoque de la nueva Refinería, dando prioridad a personas que sean de la zona a fin de fortalecer los lazos con la comunidad de Talara. Se cuenta con un programa de capacitación para el nuevo personal, así como para el existente, orientado al manejo eficiente de la nueva refinería.

Resultados Trimestrales



3. Resumen Financiero

3.1. Estado de Resultados

| En Millones de US\$ | 2017 | 2018 | LTM 3T19 | 3T18 | 2T19 | 3T19 | YoY ⁽¹⁾ | QoQ ⁽²⁾ |
|-----------------------------------|--------|--------|----------|--------|--------|--------|--------------------|--------------------|
| Ventas Nacionales | 3,586 | 4,369 | 4,217 | 1,114 | 1,078 | 1,046 | -6% | -3% |
| Ventas al Exterior | 394 | 515 | 518 | 144 | 133 | 127 | -12% | -4% |
| Otros Ingresos Operacionales | 72 | 81 | 88 | 17 | 28 | 19 | 14% | -31% |
| Total Ingresos | 4,052 | 4,965 | 4,823 | 1,275 | 1,238 | 1,192 | -6% | -4% |
| Costo de Ventas | -3,537 | -4,618 | -4,402 | -1,215 | -1,103 | -1,075 | -12% | -3% |
| Costo de Ventas (% de Ingresos) | 87.3% | 93.0% | 91.3% | -95.3% | -89.1% | -90.2% | - | - |
| Ganancia Bruta | 514 | 347 | 421 | 60 | 136 | 117 | 95% | -14% |
| Margen Bruto (%) | 12.7% | 7.0% | 8.7% | 4.7% | 10.9% | 9.8% | - | - |
| Gastos Operativos | -216 | -132 | -175 | -18 | -53 | -44 | 140% | -18% |
| Gastos Operativos (% de Ingresos) | 5.3% | 2.7% | 3.6% | 1.4% | 4.3% | 3.7% | - | - |
| Resultado Operativo | 299 | 216 | 246 | 42 | 83 | 73 | 75% | -11% |
| Margen Operativo (%) | 7.4% | 4.3% | 5.1% | 3.3% | 6.7% | 6.2% | - | - |
| Resultado Neto | 185 | 120 | 113 | 39 | 51 | 30 | -22% | -41% |
| Margen Neto (%) | 4.6% | 2.4% | 2.3% | 3.0% | 4.1% | 2.5% | - | - |
| EBITDA Ajustado | 347 | 168 | 264 | 32 | 101 | 77 | 138% | -24% |
| Margen de EBITDA Ajustado (%) | 8.6% | 3.4% | 5.5% | 2.5% | 8.2% | 6.4% | - | - |
| EBITDA Ajustado (LTM) | 347 | 168 | 264 | 299 | 219 | 264 | -12% | 20% |

(1) Year-over-year (YoY): Compara los resultados financieros con los del mismo periodo del año anterior.

(2) Quarter-on-quarter (QoQ): Compara los resultados financieros entre un trimestre y el trimestre anterior.

3.2. Estado de Flujo de Efectivo

| En Millones de US\$ | 2017 | 2018 | LTM 3T19 | 3T18 | 2T19 | 3T19 | YoY | QoQ |
|---|--------|--------|----------|------|------|------|-------|------|
| Saldo Inicial | 74 | 666 | 141 | 141 | 189 | 138 | -2% | -27% |
| Flujo de Caja Operativo | 165 | -134 | 769 | -135 | 101 | 314 | -333% | 211% |
| Flujo de Actividades de Inversión | -1,229 | -1,502 | -995 | -21 | -41 | -14 | -34% | -65% |
| Flujo de Caja de Actividades de Financiamient | 1,653 | 1,501 | 350 | 155 | -112 | -175 | -212% | 55% |
| Saldo Final | 666 | 529 | 261 | 139 | 138 | 261 | 89% | 90% |

El Saldo Final se encuentra afectado por las variaciones de tipo de cambio en el efectivo y equivalente de efectivo.

3.3. Estado de Situación Financiera

| En Millones de US\$ | 2017 | 2018 | LTM 3T19 | 3T18 | 2T19 | 3T19 | YoY | QoQ |
|--------------------------------|-------|-------|----------|-------|-------|-------|------|------|
| Activo Corriente | 2,319 | 3,016 | 1,922 | 2,142 | 2,115 | 1,922 | -10% | -9% |
| Activo No Corriente | 3,620 | 4,328 | 4,999 | 4,153 | 4,749 | 4,999 | 20% | 5% |
| Total Activos | 5,939 | 7,344 | 6,921 | 6,295 | 6,864 | 6,921 | 10% | 1% |
| Deuda Financiera a Corto Plazo | 1,319 | 1,673 | 961 | 1,764 | 1,102 | 961 | -46% | -13% |
| Deuda Financiera a Largo Plazo | 1,985 | 3,148 | 3,152 | 1,985 | 3,150 | 3,152 | 59% | 0% |
| Total Deuda Financiera | 3,304 | 4,821 | 4,112 | 3,750 | 4,252 | 4,112 | 10% | -3% |
| Otros Pasivos | 1,017 | 786 | 926 | 775 | 760 | 926 | 19% | 22% |
| Total Pasivo | 4,321 | 5,607 | 5,038 | 4,525 | 5,011 | 5,038 | 11% | 1% |
| Patrimonio | 1,618 | 1,737 | 1,882 | 1,770 | 1,852 | 1,882 | 6% | 2% |
| Total Pasivo + Patrimonio | 5,939 | 7,344 | 6,921 | 6,295 | 6,864 | 6,921 | 10% | 1% |
| Pasivo Corriente | 2,266 | 2,343 | 1,763 | 2,455 | 1,772 | 1,763 | -28% | 0% |
| Capital de Trabajo | 53 | 673 | 159 | -313 | 343 | 159 | 151% | -54% |
| Deuda / EBITDA (LTM) | 10x | 29x | 16x | 13x | 19x | 16x | 25% | -20% |